

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРТЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

НУБІП України

УДК 621.316.1

ПОГОДЖЕНО

Директор Інституту енергетики,
автоматики і енергозбереження

Капун В.В.

(підпис)

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

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

Козирський В.В.

(підпис)

« » 2021 р.

« » 2021 р.

НУБІП України

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «Покращення економічності системи електроспоживання
населеного пункту»

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)

Виконав

Корчинський А.Ю.

(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)

Петренко А.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)

НУБІП України

Київ – 2021

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

електропостачання ім. проф. В.М.Синькова

д.т.н., професор
 (ступінь, звання)

«_____»
 (підпис)

Козирський В.В.
 (ПІБ)

2021 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Корчинському Андрію Юрійовичу

(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 «Покращення економічності системи
 електроспоживання населеного пункту»

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 споживачів населеного
 пункту, схема лінії 10 кВ, графіки навантаження трансформаторної підстанції.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

Аналіз параметрів і режимів електричної мережі 0,38 кВ.

Розрахунок повітряної лінії 10 кВ.

Релейний захист повітряної лінії 10 кВ.

Обґрунтування тарифу на електроенергію для господарства.

Компенсація реактивної потужності в мережі господарства.

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

Дата видачі завдання 1 лютого 2021 р.

Керівник магістерської роботи

«_____»
 (підпис)

Омельчук А.О.
 (ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Корчинський А.Ю.
 (ПІБ)

РЕФЕРАТ

НУБІП України

В магістерській роботі проведено обстеження електричної мережі

населеного пункту з виробничим підрозділом, визначені потужності споживачів електричної енергії. Розраховано параметри лінії 10 кВ з урахуванням динаміки

НУБІП України

електричного навантаження на 10 річний період. Розраховано релейний захист цієї лінії з узгодженням із суміжними захистами електричної мережі.

Підвищення ефективності електроспоживання досягається компенсацію реактивної потужності на шинах 0,4 кВ ТП за допомогою конденсаторної

НУБІП України

установки. Окрім цього в результаті впровадження багатозонного тарифу очікується прибуток і термін окупності впровадження цього заходу не перевищує 2-х місяців.

Досліджено вплив величини струму на наслідки ураження людини та

НУБІП України

умови виникнення можливої небезпеки в трифазній чотирипровідній мережі 0,38 кВ з заземленою нейтраллю. Проаналізована небезпека при торканні фазного проводу трифазної чотирипровідної мережі 380/220В з заземленою нейтраллю.

Ключові слова: економічність, релейний захист, повітряна лінія, тариф на електроенергію.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ЗМІСТ	
ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ І РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	
0,38 КВ.....	8
1.1. Характеристика електричної мережі населеного пункту.....	8
1.2. Розрахунок навантаження споживачів електроенергії.....	11
РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНОК ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 КВ.....	
2.1. Визначення електричних навантажень в лінії 10 кВ.....	15
2.2. Розрахунок і вибір проводів ПЛ 10 кВ.....	20
РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 КВ.....	
3.1. Розрахунок струмів короткого замикання для налагодження релейного захисту.....	23
3.2. Розрахунок уставок захисту ліній 10 кВ.....	27
3.3. Розрахунок уставок струмової відсічки ПЛ 10 кВ.....	28
3.4. Узгодження характеристик релейного захисту ПЛ 10 кВ.....	30
3.5. Характеристика релейного захисту ліній електропередачі.....	32
3.6. Обґрунтування вибору мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.....	34
3.7. Загальні принципи розрахунку уставок МРЗС-05.....	40
3.8. Джерело живлення МРЗС.....	46
РОЗДІЛ 4 ОБҐРУНТУВАННЯ ТАРИФУ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ ДЛЯ ГОСПОДАРСТВА.....	
4.1. Загальні відомості про тарифи на електроенергію.....	47
4.2. Вдосконалення системи обліку електроенергії.....	54
4.2.1. Розрахунок ефективності впровадження багатозонного тарифу.....	54
4.2.2. Розрахунок плати за електроенергію за багатозонним тарифом.....	58
РОЗДІЛ 5 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МЕРЕЖІ ГОСПОДАРСТВА.....	
	60

5.1. Аналіз режиму навантаження підстанції 10/0,4 кВ.....	60
5.2. Оплата за перетоки реактивної потужності до її компенсації.....	62
5.3. Оплата за перетоки реактивної потужності з її компенсацією.....	65
5.4. Графіки навантаження при компенсації реактивної потужності.....	66
5.5. Оцінка ефективності компенсації реактивної потужності для поживача.....	69
РОЗДІЛ 6 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	71
6.1. Вплив величини струму на наслідки ураження людини.....	71
6.2. Аналіз небезпеки при торканні фазного проводу трифазної чотирьохпроводної мережі 380/220В з заземленою нейтраллю.....	78
ВИСНОВКИ.....	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЖЕРЕЛ.....	82

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ВСТУП

НУВІП УКРАЇНИ

Рівень розвитку енергетики має вирішальний вплив на стан економіки в державі, вирішення проблем соціальної сфери та рівень життя людини.

Метою соціальної держави має бути всебічне забезпечення добробуту громадян. Однією із найважливіших складових добробуту у цивілізованих державах є забезпечення громадян теплом та електроенергією. Конституцією України передбачено право громадян на їх достатній життєвий рівень та

безпечне для життя і здоров'я довкілля, що зобов'язує державу створити відповідні умови для розвитку економіки. Запорукою реалізації цих завдань має стати повне, надійне та екологічно безпечне задоволення потреб населення і суспільного виробництва в енергетичних продуктах.

Замість завдань енергозабезпечення кількісного розвитку, яким економіка України слідувала впродовж десятиріч, енергетика повинна перейти на енергозабезпечення сталого розвитку економіки, на що орієнтовані сьогодні розвинуті країни світу. Альтернативи цьому шляху немає.

У всьому світі рахунки за електричну енергію, як і за будь-який інший товар, об'єднує проста математична дія – множення кількості на ціну. Обираючи поставальника, споживач, для зменшення вартості електроенергії, як правило, обирає комерційну пропозицію з найнижчою ціною. Побутовий споживач, отримавши рахунки за комунальні послуги, в більшості випадків зверне увагу на тариф (ціну), а не на кількість (електроенергії/води/газу).

Проте, за будь-якої ціни, другою складовою, що визначає суму до сплати, є кількість. Тому питання зменшення фінансових витрат на електроенергію, особливо в умовах зростання цін на неї, є все більш актуальним і все частіше зводиться до її економії та ефективного споживання.

Споживання електроенергії промисловими підприємствами в листопаді становило 4,12 мільярда кВт-год, що на 0,6% менше, ніж в листопаді минулого року (4,14 мільярда кВт-год). Про це повідомляється в офіційному пресрелізі НЕК "Укренерго".

НУВІП УКРАЇНИ

Зазначається, що це може свідчити про стабілізацію виробничих процесів в певних галузях.

У порівнянні з минулим роком збільшилося споживання в сфері виробництва будівельних матеріалів (+6,5%), металургії (+2%), харчової промисловості (+1,1%), а також сільському господарстві і будівництві (по 0,4%). Споживання електроенергії населенням в листопаді зросло на 2,9%.

У той же час лідерами за скороченням споживання в сталі машинобудування і транспорт (понад 11% і понад 10% відповідно), а також непромислова група споживачів (малий і середній бізнес) (-7,8%).

Зниження показників споживання цих категорій в листопаді в порівнянні з листопадом минулого року можна пояснити введенням в цьому місяці "карантину вихідного дня".

В цілому споживання електроенергії в ОЕС України (без урахування втрат в мережах) в листопаді 2020 року становило 10,19 млрд кВт-год, що лише на 0,4% або на 45,9 млн кВт-год менше за показники листопада 2019 року.

Сукупне електроспоживання (нетто) з початку року становить трохи менше 105,9 млрд кВт-год, що на 3,1% менше, ніж в січні-листопаді 2019 року.

Актуальність теми магістерської роботи обумовлена незадовільним техніко-економічним станом електричної мережі господарства, низькою економічною роботою системи електроспоживання господарства в сучасних умовах розвитку аграрного виробництва. Це потребує її реконструкції шляхом заміни марки і перерізу проводів ліній електропередачі та впровадження енергоощадних заходів.

Метою магістерської роботи є розробка заходів щодо підвищення економічності системи електроспоживання населеного пункту з виробничим сектором і підвищення пропускної здатності електричної мережі

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

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

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ І РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 0,38 КВ

НУВБІП України

1.1. Характеристика електричної мережі населеного пункту

НУВБІП України

Населений пункт Квітневе (до 2016 р. - Жовтневе) знаходиться в Попільнянському р-ні Житомирської обл. Населення складає біля 1600 чоловік і займає площу 6,704 км².

НУВБІП України

Господарство знаходиться в перехідній зоні Поліссям та Лісостепом з достатнім зволоженням і помірним кліматом. Середня річна температура повітря складає +80С, мінімальна температура зафіксована у січні -350С, а максимальна у липні +380С, середньорічна кількість опадів досягає 450-500 мм, сніговий покрив нестійкий.

НУВБІП України

Основну площу господарства займають чорноземні ґрунти. В невеликій кількості зустрічаються м'які суглинисті ґрунти. Чорноземи типові міцні містять в верхньому шарі ґрунту найбільшу кількість гумусу 5,36%.

НУВБІП України

Електропостачання господарства здійснюється від Попільнянського РЕМ лінією 10 кВ від РТП 110/10 кВ. На території господарства основними підстанціями є: на зернотоку ЗТП 186; МРГ автогараж ЗТП 318, телятник і свинарник ЗТП 540; тракторна бригада ЗТП 571. Основні споживачі електроенергії за величиною потужності і вимог до надійності електропостачання знаходяться на МТФ. МТФ включає в себе 9 приміщень для утримання великої рогатої худоби.

НУВБІП України

Також на території ферми знаходиться молокозавод, по первинній обробці молока.

НУВБІП України

Водопостачання господарства здійснюється з 3 свердловин глибиною 120 м. Водопостачання централізоване електроенергією що споживає свердловина становить 150-200 кВт. На зернотоку знаходяться три ЗАВи, комплекс для подрібнення зерна, зерносушарка і в планах підключення борошномельного

комплексу

Господарство розраховане на 650 голів корів, 350 телят, 1200 свиней і 35 одиниць техніки, яке обслуговує 30 чоловік робочого персоналу. На території господарства розташовується 4 корівники, вагова, 1 телятник, баня, кормоцех, котельня, адміністративне приміщення, переробний цех, магазини, гараж, цех первинної обробки молока, зерногніт, овоче-картоплесховище, майстерня та електроцех.

Обґрунтуємо параметри електричної мережі 0,38 кВ господарства та електричної мережі живлення населеного пункту 10 кВ.

Переріз проводів на окремих ділянках ліній 0,38 кВ вибираємо за мінімумом приведених затрат (за економічними інтервалами потужностей) в залежності від максимальної потужності S_M (більшого з розрахункових денного S_D або вечірнього S_B навантажень ділянки лінії).

Повна потужність (денна S_D та вечірня S_B) на ділянках лінії 0,38 кВ визначаємо за розрахунковими активними навантаженнями цих ділянок з урахуванням коефіцієнтів потужності.

Таблиця 1.1

Характеристика споживачів господарчого двору

№	Назва споживача	Кіл. шт.	Розрахункове навантаження	
			Денне, P_D	Вечірнє, P_B
1	2	3	4	5
1	Корівник прив'язного утримання з механізованими процесами і електроводопідігрівом на 200 голів	2	17	17
2	Телятники з родильним відділенням на 250 телят	1	6	10
3	Кормоцех ферми ВРХ на 800...1000 голів	1	550	50
4	Котельня з двома котлами "Універсал-6" для опалення	1	15	15

Продовження табл. 1.1

1	2	3	4	5
5	Бойня	1	3	3
6	Гараж	1	3	2
7	Баня на 20 місць	1	8	8
8	Адміністративні приміщення на 15...25 робочих місць	1	15	8
9	Ремонтна майстерня на 25 тракторів	1	20	40
10	Цех первинної обробки молока	1	200	250
11	Овочекартоплесховище	1	5	2
12	Електроцех	1	8	6
13	Зернотік	1	20	10
14	Водонапірні башти	3	10	7
15	Свинарник 900	2	9	9
16	Корівник з прив'язним утриманням без підігріву 100 гол.	2	10	10
17	Вагова	1	1	1

Таблиця 1.2

Характеристика споживачів населеного пункту

Найменування споживачів	Кількість	Навантаження на ввіді, кВт		Коеф. одночасності k_0	Розрахункове навантаження, кВт	
		P_d	P_b		P_d	P_b
1	2	3	4	5	6	7
1. Житлові будинки	524	0,75	1,88	0,24	94,32	236,43
2. Клуб на 350 місць.	1	6	8	1	6	8
3. Адміністративні будинки	1	15	8	1	15	8
4. Торговий центр	1	40	25	1	40	25
5. Магазин промтоварів	1	6	6	1	6	6
6. Магазин прод.товарів	1	4	4	1	4	4
7. Дит.садок на 150 місць	1	30	20	1	30	20
8. Церква	1	3	3	1	3	3
9. Фельдшерський пункт	1	4	4	1	4	4

Продовження табл.1.2

1	2	3	4	5	6	7
10. Школа на 300 місць	1	45	50	1	45	50
11. Хлібопекарня	1	5	5	1	5	5
12. Гараж на 15 автомашин	1	20	10	1	20	10
13. Лазня на 25 місць	1	8	8	1	8	8
14. їдальня на 50 місць	1	35	15	1	35	15
15. Гуртожиток на 130 місць	1	12	20	1	12	20
16. Кафе на 30 чоловік	1	10	8	1	10	8
17. Магазин на 3 роб. місця	1	2	4	1	2	4
18. АЗС місткістю до 300 м ³	1	5	2	1	5	2
19. Склад №1 місткістю. 200т	1	20	1	1	20	1
20. Склад №2 з дроб. ОКУ-1	1	15	1	1	15	1
21. АВМ-1.5А	1	160	160	1	160	160
22. Молокозавод	1	30	25	1	30	25
23. Будівельний двір	1	15	1	1	15	1
24. Ветеринарний пункт	1	1	1	1	1	1
Всього	547				585,32	625,43

1.2. Розрахунок навантаження споживачів електроенергії

Таблиця 1.3

Вибір потужності ТП-10/0,4 кВ

Найменування споживачів		Розрахункове навантаження на вводі		Коефіцієнт одночасності K_{Σ}	Загальне навантаження		Розрахунковий струм лінії $I_{р.л.}, A$	Тип автомата та струм розчіплювача
		$P_{\Delta}, кВт$	$P_e, кВт$		$P_{\Delta}, кВт$	$P_e, кВт$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-1 Л-1								
1.Житловий будинок	17	0,75	1,88	0,24	3,06	7,67	12,78	A3116Ф
Всього	17				3,06	7,67		16
Вуличне освітлення						3		

Продовження табл.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-1 Л-2								
1. Житлові будинки	28	0,75	1,88	0,24	5,04	12,63	21,05	A3116Φ 25
Всього					5,04	12,63		
Вуличне освітлення	28				8,15	4,5		
Всього по ТП 1	45					20,3		
Прийнята потужність ТП 1								
ТП-2 Л-1								
1. Житлові будинки	52	0,75	1,88	0,24	9,3	23,4	60.1	A3716Φ 63
2. Пром. магазин	1	6	6	1	6	6		
3. Церква	1	3	3	1	6	6		
4. Фельдш. пункт	1	4	4	1	3	3		
5. Лазня	1	8	8		4	4		
Всього	5				8	8.3		
Вуличне освітлення	6				1.96	6.06	6.5	
ТП-2 Л-2								
1. Хлібопекарня	1	5	5	1	5	5	419.6	A3736Φ 500
2. Гараж	1	20	10	1	20	15		
3. Їдальня	1	35	15	1	3	15		
4.АЗС	1	5	2	1	5	2		
5. Склад №1	1	20	1	1	5	1		
6. Склад №2	1	15	1	1	20	1		
7. АВМ-1,5А	1	160	160	1	15	160		
8. Молокозавод	1	30	25	1	160	25		
9. Будівельний двір	1	15	1	1	30	1		
10. Ветпункт	1	1	1	1	15	1		
Всього	10				125	200.7	4.5	
Вуличне освітлення					1.8			
ТП-2 Л-3								
1. Житлові будинки	3	0,75	1,88	0,24	6,12	15.3	119.6	A3716Φ 125
2. Адмін. будинок	4	15	8	1	15	8		
3. Торговий центр	1	40	25	1	40	25		
4. Дит. садок								
Всього								
Вуличне освітлення								
Всього по ТП-2	103				323.6	288.26		
Потужність ТП-2	$S_H=400 \text{ кВА}$							
ТП-3 Л-1								
1. Житлові будинки	47	0,75	1,88	0,24	8,46	21,2	39,3	A3716Φ 50
2.Прод.магазин	1	4	4	1	4	23,6		
Всього	48				10,9	2,5		
Вуличне освітлення								
ТП-3 Л-3								

Продовження табл.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Житлові будинки	25	0,75	1,88	0,24	4,5	11,28	120,2	A3716Φ
2. Клуб	1	6	8	1	6	8		
3. Школа	1	45	50	1	45	50		
4. Гуртожиток	1	12	20	1	12	20		
5. Кафе	1	10	8	1	10	8		
Всього	29				64,6	72,1		
Вуличне освітлення						5,0	125	
ТП-3 Л-2								
1. Житлові будинки	39	0,75	1,88	0,24	7,02	17,6	29,3	A3716Φ
Всього	39				7,02	17,6		
Вуличне освітлення						4,5		
Всього по ТП-3	116				82,52	112,7		
Потужність ТП-3	S_H=160 кВА							
ТП-2 Л-3								
1. Житлові будинки	3	0,7	1,88	0,24	6,12	15,3	119,6	A3716Φ
2. Адмін. будинок	4	5	8	1	15	8		
3. Торговий центр	1	15	25	1	40	25		
Всього по ТП-2	103				323,6	288,26		
Потужність ТП-2	<i>S_H=400 кВА</i>							
ТП-3 Л-1								
1. Житлові будинки	47	0,7	1,88	0,24	8,46	21,2	39,3	A3716Φ
2.Прод.магазин	48	5,4	4	1	10,9	23,6		
Всього						2,5		50
ТП-3 Л-3								
1. Житлові будинки	25	0,75	1,88	0,24	4,5	11,28	120,2	A3716Φ
2. Клуб	1	6	8	1	6	8		
3. Школа	1	45	50	1	45	50		
4. Гуртожиток	1	12	20	1	12	20		
5. Кафе	1	10	8	1	10	8		
Всього	29				64,6	72,1		
Вуличне освітлення						5,0	125	
ТП-3 Л-2								
1. Житлові будинки	39	0,75	1,88	0,24	7,02	17,6	29,3	A3716Φ
Всього	39				7,02	17,6		
Вуличне освітлення						4,5		
Всього по ТП-3	116				82,52	112,7		
Потужність ТП-3	S_H=160 кВА							
ТП-4 Л-1								
1. Житлові будинки	33	0,75	1,88	0,24	5,94	14,9	24,9	A3716Φ
Всього	33				5,94	14,9		
Вуличне освітлення						2,0		

Продовження табл.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
ТП-4 Л-2									
1. Житлові будинки	3	0,75	2	1,88	0,24	5,8	14,4	28	А3716Ф
2. Магазин	2			4	1	2,7	4		
Всього	1						16,8		32
Вуличне освітлення	33						3,0		
Всього по ТП-4	66					12,9	31,7		
Потужність ТП-4	$S_H=40$ кВА								

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 КВ

2.1. Визначення електричних навантажень в лінії 10 кВ

Вихідними даними для розробки проекту реконструкції повітряної лінії 10 кВ від трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Жовтнева» АТ «Житомиробленерго» (рис.2.1). Підстанція «Жовтнева» з двома силовими трансформаторами 1,6 і 2,5 МВА приєднана по лініях 35 кВ до підстанції 35/10 кВ «Почуйки» і до підстанції 110/35/10 кВ «Кожанка» (рис.2.2, 2.3).

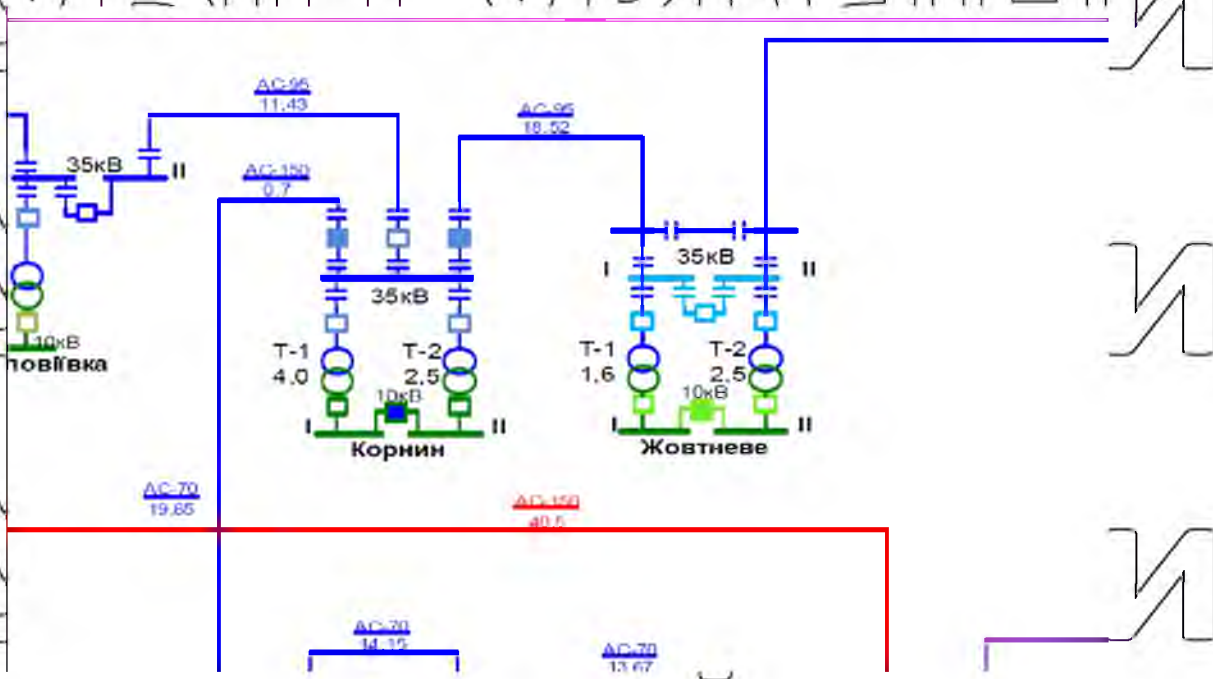


Рис.2.1. Схема однолінійна трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Жовтнева».

Для розрахунків у магістерській роботі є матеріали обстеження схеми електропостачання: кількість і потужність силових трансформаторів, перелік всіх споживчих підстанцій 10/0,4 кВ із зазначенням денного та вечірнього максимумів навантажень (кВт), характер навантажень, марки проводу і довжини всіх ділянок ліній 10 кВ.

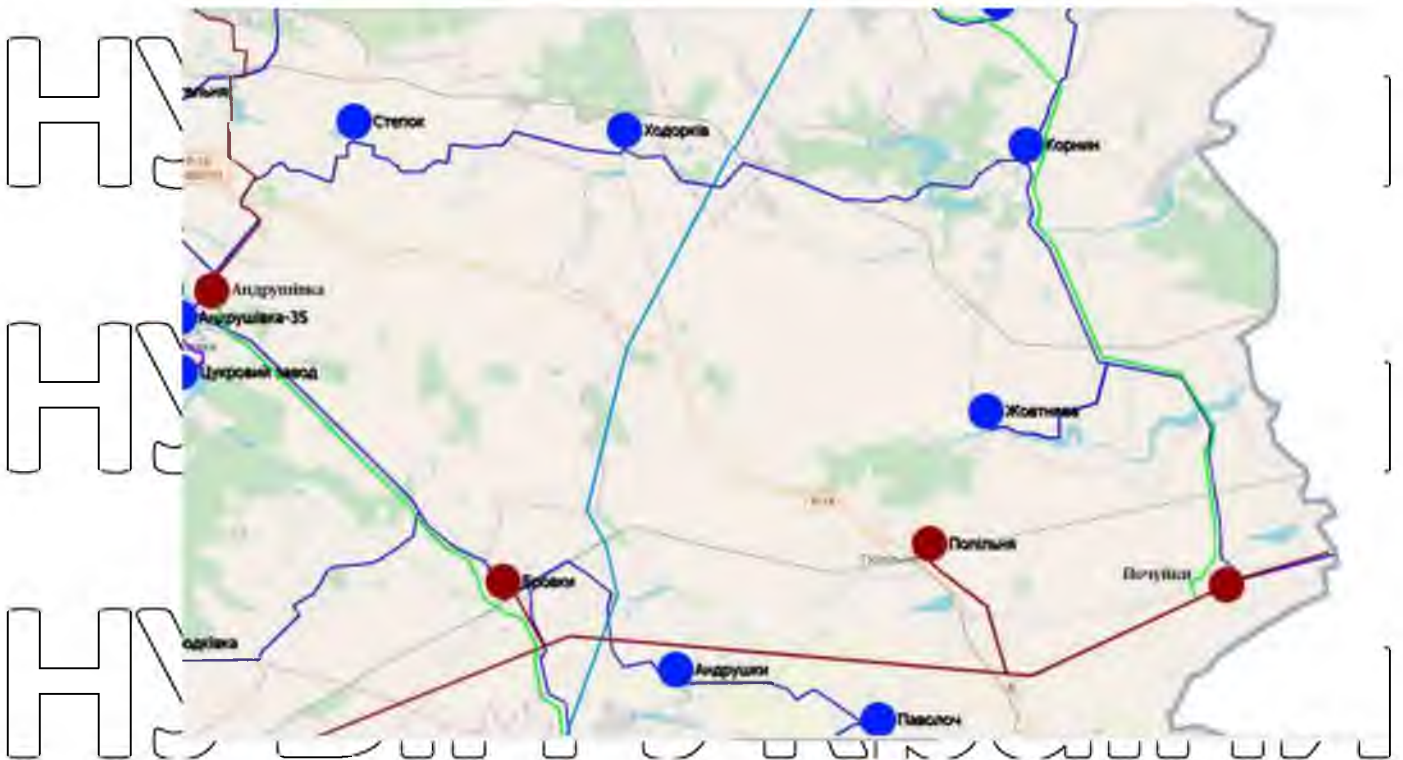


Рис.2.2. Карта-схема електричних мережі в районі трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Жовтнева».

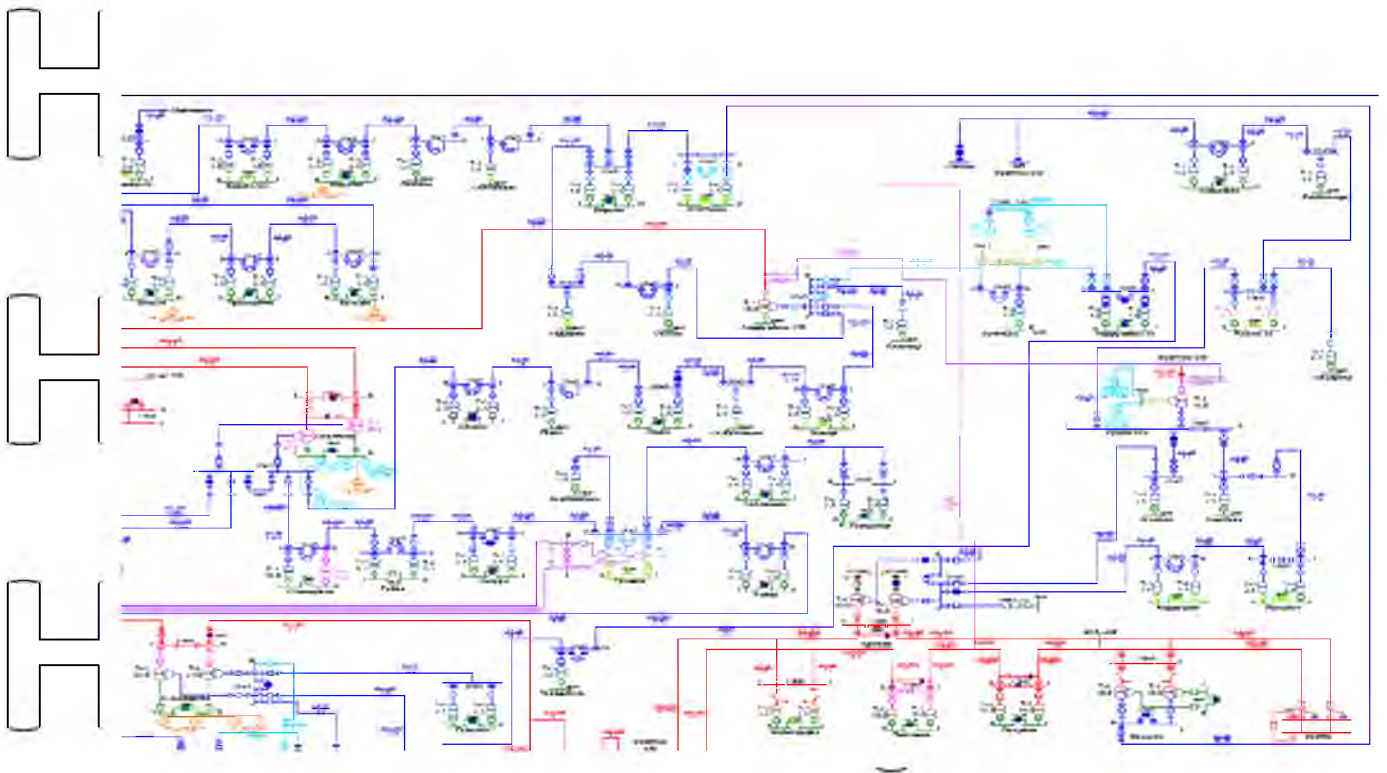


Рис.2.3. Схема однолінійна під'єднання трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Жовтнева» до мережі живлення 35 кВ.

Розрахунок електричних навантажень повітряної лінії 10 кВ вкючає:

визначення розрахункових навантажень споживчих ТП 10/0,4 кВ;
 визначення електричних навантажень на ділянках лінії 10 кВ;
 вибір перерізу проводів ділянок ліній 10 кВ і їх перевірку на втрату напруги.

Таблиця 2.1

Навантаження на ТП 10/0,4 кВ із зазначеним характером навантаження

п/п	Н омер	Вид навантажень	Максимально існуюче навантаження	Потужність трансформатора S, кВт
	5	Виробн	64	50
	5	Виробн	896,8	800
	3	Виробн	395,9	315
	1	Виробн	87,6	100

Розрахункові навантаження РР існуючих споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ на розрахунковий рік знаходять по формулі:

$$P = K_n \cdot P_m$$

де РМ - максимальне існуюче навантаження ТП, кВт;

Кн - коефіцієнт зростання навантаження, змінюється залежно від виду споживачів, приймаємо 10-й розрахунковий рік (табл.2.2).

Таблиця 2.2

Коефіцієнт зростання навантаження

Вид споживачів	Розрахунковий рік
	10-й
Виробничі	2.8
Змішані	2.0
Комунально-	1.8

Денні та вечірні навантаження існуючих споживчих ТП-10/0.4 кВ визначаємо з урахуванням розрахункового навантаження та коефіцієнта участі його в денному Кд та вечірньому Кв максимумах, які дорівнюють:

для виробничих споживачів $K_d = 1.0$; $K_v = 0.6$;

для комунальне - побутових споживачів $K_d = 0.3...0.4$; $K_v = 1.0$;

для змішаних споживачів $K_d = K_v = 1.0$.

Денні та вечірні навантаження існуючих ТП визначаємо за формулами (табл.2.3):

$$P_d = K_d \cdot P_p ; P_v = K_v \cdot P_p$$

де K_d , K_v - коефіцієнти участі розрахункового навантаження у денному та вечірньому максимумах.

Для точки приєднання даного господарства до лінії 10 кВ у табл. 2.3. записують сумарні розрахункові навантаження (денне P_d та вечірнє P_v) згідно з розрахунками.

Таблиця 2.3

Розрахункові навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ на 10-й розрахунковий рік

№ТП, характер	P_m , кВт	$P_p = K_H \cdot$	$P_d = K_d$	$P_v = K_v$
		P_m	P_p	P_p
540 в	64	179, 2	179, 2	64,5
186 в	896,8	2511	2511	903, 9
571 в	395,9	1108	1108	398, 8
318 в	87,6	246, 4	246, 4	88,7

Представимо схему ліній з визначеними денними та вечірніми максимумами навантаження всіх споживчих ТП 10/0,4 кВ (рис. 2.4).

Розрахунок електричних навантажень на ділянках лінії 10 кВ починаємо з кінця лінії, підсумовуючи навантаження по денному та вечірньому максимумах (окремо по добавках) за формулою за допомогою таблиці добавок [2]:

$$P = P_6 + \Delta P(P_m)$$

де P_6 - більша потужність;

$\Delta P(P_m)$ - добавка від меншої потужності.

На кожній ділянці лінії знаходять виробниче навантаження $P_{вир}$, яке

включає в себе в денний час навантаження ТП з виробничим і змішаним видом споживачів, у вечірній час - тільки навантаження ТП з виробничим видом, та загальне навантаження $P_{заг}$, яке включає навантаження всіх ТП. Повне навантаження на шинах 10 кВ РТП вибираємо, підсумовуючи навантаження ліній 10 кВ за допомогою добавок згідно формули.

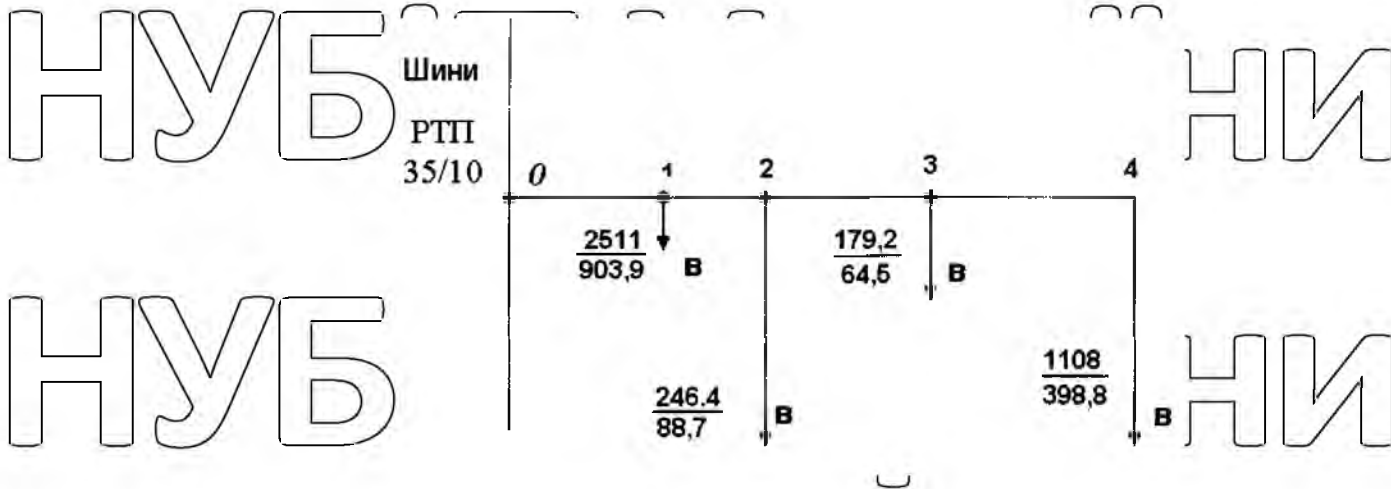


Рис. 2.4. Розрахункова схема повітряної лінії 10 кВ.

Приймаємо значення активного загального навантаження для лінії 10 кВ з таблиці, для ділянки 0-1 (відповідно денне та вечірнє) і визначаємо згідно формули розрахункові активні навантаження на шинах 10 кВ РТП.

Розрахунки навантажень лінії 10 кВ представлені в табличній формі.

Таблиця 2.4

Розрахунок навантажень лінії 10 кВ

Ділянка	Кат. ид	Навантаження $R_{вир}/P_{заг}$							
		Денне				Вечірнє			
		R	P	ΔP	P	$R_{в}$	P	ΔP	P
4-	Н	1	-	-	1	39	-	-	3
	Н	1	-	-	1	39	-	-	3
3-	Н	1	1	13	1	39	6	52	4
	Н	1	1	13	1	39	6	52	4
2-	Н	1	2	20	1	45	8	67	5
	Н	1	2	20	1	45	8	67	5
1-	Н	2	1	12	3	90	5	416	1

	1	2	1	12	3	90	5	416	1
--	---	---	---	----	---	----	---	-----	---

Більшим із розрахункових активних навантажень на головній ділянці лінії 10 кВ є денне навантаження $P_6 = P_d = 3761$ кВт. Повне розрахункове навантаження на цій ділянці лінії 10 кВ визначаємо з урахуванням коефіцієнта потужності для денного максимуму при змішаному навантаженні рівного $\cos \varphi = 0.72$ згідно формули:

$$S_{розр} = k \cdot \frac{P_6}{\cos \varphi}, \text{ кВА},$$

де $k = 1.12$ - коефіцієнт втрат потужності в лінії.

$$S_{розр} = 1.12 \cdot \frac{3761}{0.72} = 5850 \text{ кВА}$$

Підключення повітряної лінії 10 кВ до шин трансформаторної підстанції здійснюється через шафу розподільного пристрою 10 кВ типу КРН-10-У1.

2.2. Розрахунок і вибір проводів ПЛ 10 кВ

Переріз проводів лінії вибираємо по мінімуму приведених затрат з використанням економічних інтервалів потужностей залежно від еквівалентної потужності S_e на кожній ділянці, яка визначається по формулі

$$S_e = K_d \cdot S_M$$

де S_M - максимальна потужність ділянки лінії (найбільша з розрахункових навантажень денного S_d та вечірнього S_e максимумів), кВА;

K_d - коефіцієнт динаміки зростання навантаження.

Розрахункове денне S_d та вечірнє S_e навантаження знаходимо, виходячи з загального денного $P_{заг д}$ та вечірнього $P_{заг в}$ навантажень і коефіцієнта потужності $\cos \varphi$ (який в свою чергу вибирається з довідників по значенню співвідношення $P_{вир} / P_{заг}$) по формулі

$$S = \frac{P_{заг}}{\cos \varphi}$$

Розрахунки по вибору перерізу проводів проводимо також у табличній формі. Виходячи з того, що переважна частина ЦЛ - 10 кВ проходить вздовж лісів, полів та приймаючи те, що повітряна лінія проходить поблизу населеного пункту доцільно буде виконати лінію ізольованим проводом марки AAsXS_n (ізоляція якого не розповсюджує горіння) з використанням арматури фірми „ENSTO”. Технічні характеристики проводів приведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5

Технічні характеристики ізольованих проводів

№	Назва параметрів	Номинальний переріз, мм ²				
		35	50	70	95	120
1	Норма виготовлення (вимоги до конструкції та випробування)	ZN-96/MP-13-K2-111				
2	Матеріал проволочок жили	AlMgSi				
3	Товщина ізоляції, ММ	2,4				
4	Діаметр жили, мм	6,9	8,5	9,9	п,3	12,8
5	Діаметр проводу (з ізоляцією), мм	11,7	13,3	14,7	16,1	17,6
6	Розрахункова маса проводу, кг/км AasXS, AAsXS _n , AAsXS _{nu}	162	213	277	358	436
		167	220	284	366	445
7	Розривне зусилля проводу, Н (кгс)	10200 (1040)	14600 (1488)	20700 (2210)	28000 (2854)	35500 (3618)
8	Допустима механічна напруга, % від розривного зусилля проводу	40				
9	Модуль пружності, Н/мм ²	6,41		6,29		
10	Тривале струмове навантаження, А Квітень - жовтень Листопад - березень	170	210	255	245	415
		190	235	290	390	475
11	Допустимий 1-секундний струм короткого замикання, кА	2,8	4Д	5,7	7,6	9,8
12	Електричний опір постійному струмові при температурі +20°С, Ом/км	0,986	0,720	0,493	0,363	0,288

Вибір проводів проводимо за розрахунковим струмом, який протікає в лінії

10 кВ:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n}, A$$

де U_n - напруга мережі (10 кВ).

Розрахунки по вибору перерізу проводів виконуємо також у табличній формі (табл.2.6), починаючи з головної ділянки.

Розрахункове денне S_d та вечірнє S_v навантаження знаходять виходячи з загального денного P_d та вечірнього P_v навантажень і коефіцієнта потужностей

користуючись формулою:

$$S = \frac{P_{заг}}{\cos \varphi}$$

Таблиця 2.6

Розрахунки по вибору проводів лінії 10 кВ

Ділянка	Денне навантаження, кВА			Вечірнє навантаження			S, м, кВА	I, А	Марка проводу
	P _v	cos φ	S	P _v	с	S			
0	1		5	1	0,	1	5	3	AsXSn
1	1		2	1	0,	6	2	1	AsXSn
2	1		1	1	0,	5	1	1	AsXSn
3	1		1	1	0,	5	1	1	AsXSn

РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 кВ

3.1. Розрахунок струмів короткого замикання для налагодження релейного захисту

Не дивлячись, що на існуючій РТП встановлені трансформатори 1600 і 2500 кВА, для розрахунку уставок релейного захисту лінії 10 кВ РТП 35/10 кВ визначаємо струми к.з. в мережі цієї підстанції з трансформаторами 2x4000 кВА.

Для цього точками розрахунку струмів короткого замикання приймаються шини 35 кВ (т. К2) і шини 10 кВ (т. К3) РТП 35/10 кВ, шини 10 кВ ближчої РТП 10/0,4 кВ (т. К4), шини 10 кВ віддаленої РТП 10/0,4 кВ (т. К5).

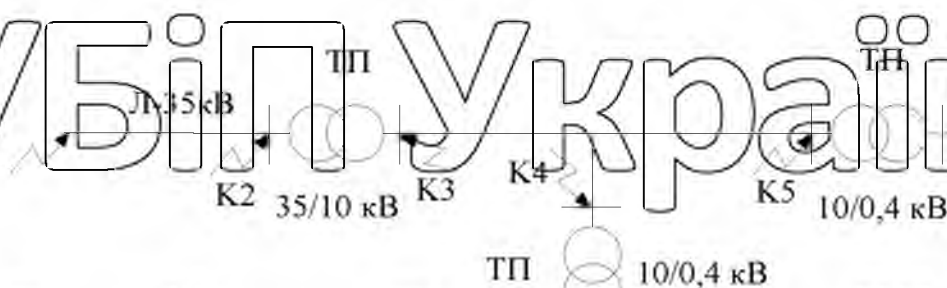


Рис. 3.1. Розрахункова схема електричної мережі.

Розрахунок здійснюється за методом відносних одиниць згідно [4]:

- базова потужність $S_B := 100 \text{ МВА}$
- потужність короткого замикання системи $S_K := 150 \text{ МВА}$
- базова напруга U_B в точках К2...К5 37, 10,5 кВ.
- довжина лінії напругою 35 кВ $L_{\text{кл}} := 18.5 \text{ км}$.
- питомі опори проводу АС-95 ПЛІ 35 кВ $R_0 := 0.31 \text{ Ом/км}$, $X_0 := 0.38 \text{ Ом/км}$.
- РТП: - потужність трансформаторів $S_{\text{ТТ}} := 4.0 \text{ МВА}$,
- напруга короткого замикання $U_{\text{к.з.}} := 7.5 \%$

- найвіддаленіша ТП-10/0,4 кВ (в точці К5): потужність трансформатора
 МВА; напруга короткого замикання $U_{к2} := 5.5 \%$; втрати
 потужності к.з. $\Delta P_{к2} := 7.6$ кВт

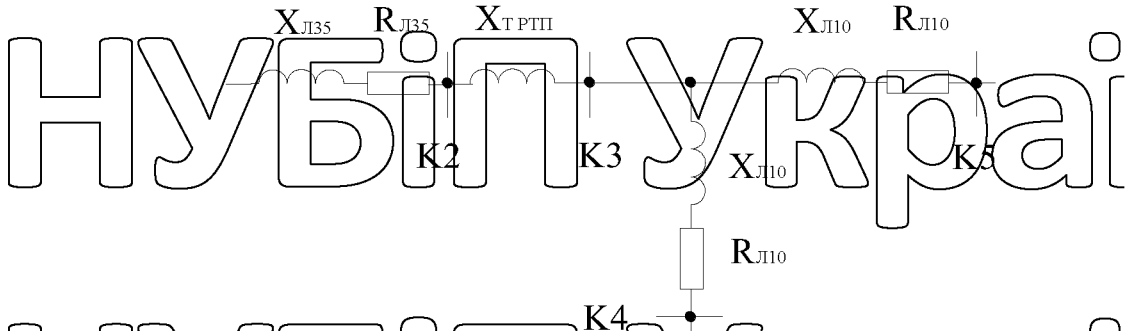


Рис. 3.2. Електрична схема заміщення мережі

- довжини і-тих ділянок лінії напругою 10 кВ:

$$l_1 = 1,5 \text{ км} , l_2 = 1,8 \text{ км} \text{ (провід ААsXSн перерізом жил } 50 \text{ мм}^2)$$

$l_3 = 6.3$ км
 - найближча найпотужніша ТП-10/0,4 кВ (в точці К4). потужність трансформа-
 $S_{Н3} := 1$ МВА, напруга короткого замикання $U_{к3} := 8 \%$, втрати
 потужності к.з. $\Delta P_{к3} := 12.2$ кВт.

- питомі опори ділянок лінії 10 кВ з проводом ААsXSн $r_0 = 0,72$ Ом/км,
 $x_0 = 0,08$ Ом/км.

Опір електричної системи

$$X_1 := \frac{S_6}{S_k}, \text{ в.о.} \quad (3.1)$$

Опір повітряної лінії 35 кВ:

$$X_2 := L \cdot X_0 \cdot \frac{S_6}{(U_{6,2})^2}, \text{ в.о.}, \quad (3.2)$$

Опір паралельно включених силових трансформаторів РТП 35/10 кВ:

$$X_3 := \frac{U_{к1}}{100} \cdot \frac{S_6}{2 \cdot S_{Н1}}, \text{ в.о.} \quad (3.3)$$

Опір ПЛ 10 кВ від шин РТП 35/10 кВ до найближчої ТП (до точки К₄ мережі):

$$X_4 := (1 \cdot x_{01}) \cdot \frac{S_6}{(U_{63})^2}, \text{ в.о.}, \quad (3.4)$$

$$R_4 := (1 \cdot r_{01}) \cdot \frac{S_6}{(U_{63})^2}, \text{ в.о.}, \quad (3.5)$$

Опір ПЛ 10 кВ до найвіддаленішої ТП (до точки К₅ мережі):

$$X_5 := (1 \cdot x_{01} + 12 \cdot x_{02} + 13 \cdot x_{03} + 14 \cdot x_{04}) \cdot \frac{S_6}{(U_{63})^2}, \text{ в.о.},$$

$$R_5 := (1 \cdot r_{01} + 12 \cdot r_{02} + 13 \cdot r_{03} + 14 \cdot r_{04}) \cdot \frac{S_6}{(U_{63})^2}, \text{ в.о.}$$

Сумарні активний та реактивний опори до точок короткого замикання (в.о.):

$$R_{c2} := R_{c1} + R_2, \text{ в.о.}, \quad X_{c2} := X_{c1} + X_2, \text{ в.о.},$$

$$R_{c3} := R_{c2} + R_3, \text{ в.о.}, \quad X_{c3} := X_{c2} + X_3, \text{ в.о.},$$

$$R_{c4} := R_{c3} + R_4, \text{ в.о.}, \quad X_{c4} := X_{c3} + X_4, \text{ в.о.},$$

$$R_{c5} := R_5, \text{ в.о.}, \quad X_{c5} := X_5, \text{ в.о.},$$

Повний опір до точок короткого замикання:

$$Z_{c_k} := \sqrt{(R_{c_k})^2 + (X_{c_k})^2}, \text{ в.о.}$$

Базовий струм визначається за формулою:

$$I_{6k} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6k}}, \text{ кА.}, \quad (3.6)$$

Струми трифазного І_{кк} к.з.в К-тих точках електричної мережі К₂...К₅:

$$I_{K_k} := \frac{I_{6k}}{Z_{c_k}}, \text{ кА.}, \quad (3.7)$$

Струми двохфазного короткого замикання в заданих точках мережі:

$$I_{2к_k} := \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к_k}, \text{ кА.} \quad (3.8)$$

Ударні струми короткого замикання в К-тих точках мережі з урахуванням ударного коефіцієнта K_{y_k} :

$$i_{y_k} := \sqrt{2} \cdot K_{y_k} \cdot I_{2к_k}, \text{ кА.} \quad (3.9)$$

Діючи значення ударного струму короткого замикання в точках мережі:

$$I_{y_k} := I_{к_k} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{y_k} - 1)^2}, \text{ кА.} \quad (3.10)$$

Визначимо значення струмів трифазного к.з., приведені до базової напруги $U_б = 10,5 \text{ кВ}$:

$$I_{кпр_k} := \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б3} \cdot Z_{с_k}}, \text{ кА.} \quad (3.11)$$

Струми двохфазного короткого замикання в точках К1...К5 мережі, приведені до напруги 10 кВ, визначаємо за формулою:

$$I_{2к.пр_k} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кпр_k}, \text{ кА.}$$

Результати розрахунків опорів до точок к.з. та струмів к.з. у цих точках електричної мережі приведено нижче:

Точки мережі	$I_{б_k} =$	$I_{к_k} =$
К1	1.56	1.246
К2	1.56	2.547
К3	5.499	2.091
К4	5.499	0.709
К5	5.499	

	$I_{кпр_k} =$	$I_{2к_k} =$	$I_{2к.пр_k} =$	$i_{y_k} =$	$I_{y_k} =$
	8.248	2.027	7.143	5.958	3.534
	4.391	1.079	3.802	2.996	1.753
	2.547	2.206	2.206	5.764	3.341
	2.091	1.811	1.811	4.436	2.561
	0.709	0.614	0.614	1.404	0.815

3.2. Розрахунок уставок захисту ліній 10 кВ

Релейний захист відхідних ліній 10 кВ виконано на базі мікропроцесорного пристрою типу МРЗС-05. Для розрахунку параметрів релейного захисту самої віддаленої споживчої ТП 10/0,4 кВ необхідно знати струм трифазного к.з. $I_{\text{к}}^{(3)}$ на шинах 10 кВ РТП (в точці К3).

Для того, щоб відстроїти струмову відсічку відхідної лінії 10 кВ потрібно знати струм трифазного к.з. $I_{\text{к}}^{(3)}$ на шинах 10 кВ найближчої ТП (в точці К4).

Розрахунок МСЗ ПЛ 10 кВ починається з узгодження дії МСЗ із залежною витримкою часу із запобіжником віддаленої споживчої ТП 10/0,4 кВ 630 кВА. На цій ТП встановленої запобіжник ПКТ-10 з плавкою вставкою 80 А.

Селективність дії МСЗ відхідної лінії 10 кВ з плавкою вставкою запобіжника забезпечується при умові:

$$I_{\text{сз}} > 1,4 I_{\text{пр}5\text{с}}, \text{ А}, \quad (3.12)$$

де $I_{\text{пр}5\text{с}}$ - струм, при якому плавка вставка запобіжника перегорить за 5с.

Цей струм для запобіжника ПКТ-10 зі вставкою 80А знаходимо по його часо-характеристиці. Згідно [1] він дорівнює: $I_{\text{пр}} := 280 \text{ А},$

$$I_{\text{сз}} > 1,4 \cdot I_{\text{пр}} = 392 \text{ А}.$$

При визначенні параметрів МСЗ лінії 10 кВ враховані: коефіцієнт надійності

$K_{\text{н}}$, коефіцієнт самозапуску $K_{\text{сп}}$, коефіцієнт повернення $K_{\text{п}}$ [1]: $K_{\text{н}} := 1.1$

$$K_{\text{сп}} := 1.3 \quad K_{\text{п}} := 0.95$$

Максимальний робочий струм лінії 10 кВ напругою 10 кВ при максимальному навантаженні головної ділянки: $P_{\text{max.}} := 3761 \text{ кВт}.$

$$I_{\text{рmax.2}} := \frac{S_{\text{max.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \text{ А}, \quad (3.13)$$

де $S_{\text{max}} = 4822 \text{ кВА}$ - розрахункова потужність навантаження головної ділянки

ПЛ 10 кВ, $U_{\text{н}}$ - номінальна напруга КЛ 10 кВ, кВ.

$$I_{p_{\text{max.2}}} := \frac{4822}{1.73 \cdot 10}$$

$$I_{p_{\text{max.2}}} = 278.728 \text{ А.}$$

Струм спрацювання захисту визначаємо за формулою:

$$I_{\text{сз.2}} := \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сп}}}{K_{\text{п}}} \cdot I_{p_{\text{max.2}}} \quad (3.14)$$

$$I_{\text{сз.2}} = 419.559 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле визначається з урахуванням коефіцієнту схеми $K_{\text{сх.2}}=1$ та коефіцієнту трансформації $n_{\text{T2}}=60$ ТС типу ТПД-10:

$$I_{\text{сп.2}} := \frac{K_{\text{сх.2}}}{n_{\text{T2}}} \cdot I_{\text{сз.2}} \quad (3.15)$$

$$I_{\text{сп.2}} = 6.993 \text{ А.}$$

Вибираємо струм уставки захисного пристрою $I_{\text{вст3}}=7 \text{ А}$ і уточнюємо струм спрацювання захисту при вибраній уставці:

$$I_{\text{сз.2.д}} := I_{\text{вст.2}} \cdot \frac{n_{\text{T2}}}{K_{\text{сх.2}}} \quad (3.16)$$

$$I_{\text{сз.2.д}} = 420 \text{ А.}$$

3.3. Розрахунок уставок струмової відсічки ПЛ 10 кВ

Для швидшого вимикання к.з., які виникають на головних ділянках лінії 10кВ та супроводжуються значними струмами к.з., застосовують струмову відсічку.

Струм спрацювання відсічки визначають за двома умовами [12]:

а) залежно від стрибка струму намагнічування.

$$I_{\text{св}1} \geq \frac{4 \cdot \left(\sum_n S_n \right)}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.17)$$

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

$$\sum_n S_n = 630 \cdot 2 + 250 \cdot 2 + 1000 \cdot 2 = 3760 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{св}1} = \frac{4 \cdot 3760}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 826,986 \text{ А}$$

б) залежно від струму к. з. в кінці лінії 10 кВ:

$$I_{\text{св}2} \geq K_{\text{на}} \cdot I_{\text{к}5} \quad (3.18)$$

де $K_{\text{на}} := 1.1$ - коефіцієнт надійності відсічки для реле МРЗС-05 [12];

$I_{\text{к}4} = 0.6$ кА - максимальний струм трифазного к.з. в кінці захищеної

лінії, тобто на шинах 10 кВ найвіддаленішої підстанції ТП-10/0,4 кВ.

$$I_{\text{св}2} = K_{\text{на}} \cdot I_{\text{к}4} \cdot 10^3 \quad (3.19)$$

$$I_{\text{св}2} = 660 \text{ А}$$

Розрахунок струму спрацювання реле відсічки $I_{\text{р.в}}$ виконують за найбільшим струмом із наведених вище двох умов - $I_{\text{св}1}$:

$$I_{\text{р.в}} := \frac{K_{\text{сх.2}}}{n_{\text{т}2}} \cdot I_{\text{св}1} \quad (3.20)$$

$$I_{\text{р.в}} = 13,783 \text{ А}$$

Вибравши найближче більше значення струму, уставки реле відсічки

$$I_{рв.у} := 14 \text{ А.}$$

визначають уточнене значення струму спрацювання відсічки:

$$I_{св.у} := \frac{I_{рв.у}}{K_{сх.2}} \cdot I_{рв.у} \quad (3.21)$$

$$I_{св.у} = 840 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості струмової відсічки згідно [13]:

$$K_{ч.в} := \frac{(I_{2к2}) \cdot 10^3}{I_{св.у}} \quad (3.22)$$

$$K_{ч.в} = 3.274$$

де $I_{2к2} = 2.75 \text{ кА}$ - струм двофазного к.з. в місці встановлення СВ (в т. К3).

Застосування струмової відсічки буде доцільним при виконанні умови:

$$K_{ч.в} \geq K_{ч.доп} = 1.2$$

Отже, застосування СВ є доцільним оскільки умова виконується.

3.4. Узгодження характеристик релейного захисту ПЛ 10 кВ

Селективність дії МСЗ із запобіжником типу ПК-10 при к.з. на шинах 10 кВ

ТП-10/0,4 кВ забезпечується при умові:

$$t_{сз2} = t_{пр} + t, \text{ с.} \quad (3.23)$$

де $t_{сз2}$ - час спрацювання захисту відхідної лінії 10 кВ, с;

$t_{пр}$ - час перегорання плавкої вставки запобіжника ПК-10 (зі струмом плавкої вставки 80 А) при струмі $0,77 I_{к(2)}$;

t - ступінь селективності $t := 0.5 \text{ с.}$

$I_{к(2)}$ - струм двофазного к.з. на шинах 10 кВ віддаленої ТП-10/0,4 кВ (в точці К4 мережі).

Цей струм складає: $I_{2к4} = 1.811$ кА.

Значить: $0.77 \cdot I_{2к4} = 1.395$ (кА)

Час спрацювання запобіжника $t_{пр}$ знаходимо по захисній характеристиці запобіжника ПК-10 з плавкою вставкою 80 А і він становить [9] $t_{пр} := 0.081$ с.

Тоді час спрацювання МСЗ лінії електропередачі напругою 10 кВ становить:

$$t_{сз3} := t_{пр} + \Delta t$$

$$t_{сз3} = 0.581 \text{ с}$$

Щоб визначити час спрацювання мікропроцесорного реле МРЗС з уставкою $I_{вст.2} = 7$ А, знаходимо коефіцієнт чутливості захисту $K_{ч}$, тобто відношення струму двохфазного к.з. на шинах 10 кВ найвіддаленішої ТП до струму спрацювання максимального струмового захисту лінії 10 кВ

$$K_{ч.2} := \frac{I_{2к4} \cdot 10^3}{I_{сз.2.д}} \quad (3.24)$$

Чутливість МСЗ достатня і він задовольняє вимогам: $K_{ч.2} = 4.312 > K_{чдоп} = 1.5$

При такій кратності захисний пристрій працює в незалежній зоні характеристики. Час спрацювання уставки вибираємо з урахуванням того, що він повинен бути не менше $t_{сз3} = 0.581$ с, тому вибираємо уставку МРЗС-05 з часом спрацювання $t_{сз3у} := 0.6$ с.

3.5. Характеристика релейного захисту ліній електропередачі

Вимоги Правил [1, 2] до РЗА розподільних мереж середньої напруги 6-10 кВ. Поряд із традиційними загальними вимогами до РЗ (селективність, швидкодія, чутливість і надійність) у "Правилах" [2] зазначені типи і принципи виконання РЗ конкретно для повітряних і кабельних мереж напругою 3-10 кВ. Для ЛЕП у цих мережах повинні бути передбачені пристрої РЗ від багатофазних (міжфазних) КЗ і від однофазних замикань на землю. На одиночних ЛЕП з однобічним живленням повинні виконуватися прості максимальні токові захисти (МСЗ), дво- чи триступінчаті (останнє важко здійснити на дискретних аналогових реле). На паралельно працюючих ЛЕП чи на ЛЕП із двостороннім живленням виконуються спрямовані МСЗ від міжфазних КЗ, а при необхідності - дистанційні РЗ у найпростішому виконанні.

У залежності від вимог до надійності електропостачання споживачів застосовуються наступні схеми повітряних і кабельних ЛЕП: одиночні (радіальні); одиночні з автоматичним секціонуванням; секціонування з автоматичним мережним резервуванням; петльові; блокові (лінія - трансформатор).

Автоматичне вмикання резервного живлення на пункті АВР (ВА на рис. 3.3) головний вимикач ЛЕП ВГ відключається ділительним захистом мінімальної напруги ДМЗ, що спрацьовує при тривалій відсутності напруги на шинах живильної ПС А чи Б. Таке попереднє відключення виробляється з метою запобігання небезпечних режимів.

- подачі напруги від резервного джерела по мережі нижчої напруги на стійке пошкодження в мережі основного (робітника) джерела живлення;
- перевантаження резервного джерела живлення.

У такий спосіб виключається проходження потужності (струму) через головний вимикач у напрямку з ЛЕП до шин живильної ПС. Це і дозволяє виконувати на головних вимикачах просту МСЗ.

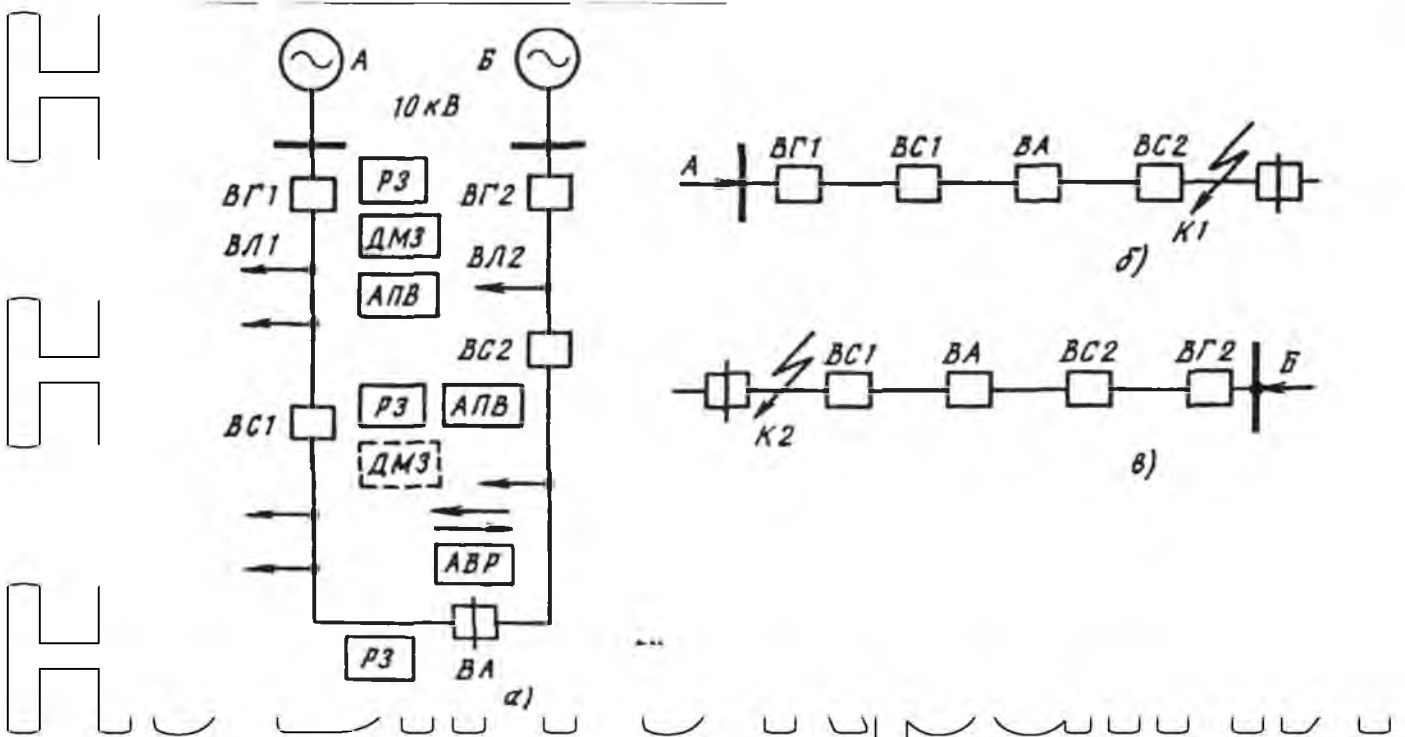


Рис.3.3. Схема мережі з автоматичним резервуванням і автоматичним секціонуванням у нормальному (а) і аварійних (б, в) режимах роботи: ВГ, ВС, ВА — вимикачі головний, секціонуючий, пункту АВР.

На секціонуючих вимикачах $BP1$, $BP2$ захист повинен виконуватися більш складним, таким же, як для ліній із двостороннім живленням. Це пояснюється

Одиночні ЛЕП з автоматичним резервуванням і автоматичним секціонуванням за допомогою вимикачів (рис.3.3). На головних вимикачах цих ЛЕП застосовуються ті ж типи РЗ, що і на одиночних ЛЕП з однобічним живленням. Це пояснюється тим, що перед спрацюванням пристрою тим, що в режимі після спрацювання пристрою АВР і включення вимикача ВА (рис. 3.3, б, в) через секціонуючі вимикачі $BP1$ і $BP2$ потужність (струм) КЗ може проходити не в прямому, нормальному, напрямку, а в зворотному. Наприклад, при КЗ у точці $K1$ (рис.3.3, б) потужність (струм) КЗ через вимикач $BP1$ проходить у прямому напрямку - від робочого джерела А. Захист на цьому вимикачі повинен мати більшу за ступенем селективності витримку часу, чим РЗ на ВА, і на дві ступені селективності більше стосовно РЗ на $BP2$. В іншому режимі (рис.3.3, в) при КЗ у точці $K2$ потужність (струм) КЗ через цей же

вимикач *BP1* проходить у зворотному напрямку і, крім того, він виявляється найближчим до місця пошкодження. Очевидно, що в цьому випадку РЗ на *BP1* повинен спрацювати швидше, ніж захист на *BA*, і тим більше РЗ на *BP2*. Ці суперечливі вимоги не можуть бути виконані за допомогою простого МСЗ, і тому "Правила" [2] передбачають установку спрямованого РЗ чи найпростішого дистанційного РЗ. Помітимо, що дистанційна РЗ для розподільних мереж (подібна ДЗ-Т0) не випускається.

3.6. Обґрунтування вибору мікропроцесорних пристроїв релейного

захисту

У сучасному цифровому реле (терміналі) можуть бути сполучені багато різних функцій, у тому числі функції РЗ від всіх можливих видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи електроустановок, функції автоматичного повторного включення (АПВ) ЛЕП, автоматичного включення резервного джерела живлення (АВР), автоматичного відділення пошкодженої ділянки й інших автоматичних пристроїв керування в аварійному і післяаварійному режимах, функції виміру і запису електричних величин, оперативного і запрограмованого керування комутаційними апаратами, функції визначення місця пошкодження на аварійно що відключилася ЛЕП і т.д.

Такі цифрові пристрої називають багатфункціональними. На відміну від традиційного виконання РЗА за допомогою наборів окремих реле з однієї, як правило, функцією (реле струму, напруги, часу т.п.), при використанні цифрових реле задачі РЗА доцільно вирішувати комплексно.

Крім великих функціональних можливостей цифрові пристрої РЗА мають багато чудових властивостей, у тому числі безупинна автоматична самоперевірка, запам'ятовування подій, можливість дистанційного контролю й оперативної зміни налагодження РЗА за допомогою ЕОМ і каналу чи зв'язку по заздалегідь передбаченому в цьому ж реле фактору. Наприклад, при включенні ЛЕП від пристрою АПВ уставка за часом спрацювання РЗ може бути

короткочасно знижена для прискорення відключення стійкого короткого замикання (КЗ). В іншому випадку може бути змінений весь набір уставок РЗА при зміні, наприклад, первинної схеми електричної мережі. Ці переваги цифрових РЗА роблять їхній найбільш перспективними для автоматизації розподільних електричних мереж.

Поряд з описом функціонального призначення сучасної цифрової апаратури РЗА і керування в цій брошурі розглядаються питання техніко-економічного обґрунтування впровадження цифрової техніки РЗА на проєктованих і модернізованих енергооб'єктах напругою 6 - 110 кВ, у тому

числі приводиться методика економічного обґрунтування витрат на автоматизацію електропостачання за рахунок зниження грошової компенсації збитку споживачам через ймовірні порушення електропостачання. Приводяться матеріали з радянського, російського і закордонного досвіду оцінки збитку в

різних категорій споживачів через припинення електропостачання, а також ймовірні критерії надійності елементів електричних мереж, дані про ймовірну тривалість порушень електропостачання і про залежність величини збитку в споживача від тривалості відсутності електропостачання. Ці матеріали,

отримані в результаті багаторічних і дорогих досліджень, дозволяють обґрунтувати витрати на автоматизацію у твердій упевненості, що вони окупляться протягом найближчих декількох років тільки лише за рахунок зниження збитку в споживачів через недовідпуску електроенергії, і, отже,

зменшення витрат на компенсацію цього збитку з боку електропостачальної організації. Використання цифрових пристроїв РЗА дає і додатковий економічний ефект за рахунок істотного зниження витрат на обслуговування РЗА, зменшення розмірів пошкодження електроустановок при швидкому відключенні КЗ і здійснення "профілактичної" захисту електроустаткування від небезпечних ненормальних режимів.

Річні витрати американських енергокомпаній США в 1994/2000 р., млн дол.:

- на створення АСДУ і телемеханізації електричних мереж — 110/140;

- на автоматизацію підстанцій — 50/170;

- на автоматизацію розподільних мереж — 210/600.

Приведені цифри підтверджують високу відповідальність розподільних мереж і доцільність вкладення великих засобів у їхню автоматизацію.

Появу цифрової апаратури РЗА не слід розглядати як сигнал до негайного повного відмовлення від використання в електричних установках існуючих традиційних пристроїв РЗА з напівпровідниковими (аналоговими) і електромеханічними реле. Там, де розрахунки вказують на можливість виконання досить чутливої, швидкодіючої, селективної (виборчої) і надійної РЗ з електромеханічними реле, їхній можна використовувати, з огляду на, що в даний час вони коштують набагато дешевше цифрових пристроїв, накопичений великий досвід їхнього обслуговування, маються запасні частини і спеціальні набори інструмента для ремонту і регулювання цих реле, а також сучасні портативні пристрої для їхнього обслуговування. Однак при необхідності модернізації і тим більше при проектуванні електроустановок треба провести серйозні техніко-економічні розрахунки для порівняння варіантів використання більш дешевої традиційної апаратури РЗА і більш дорогої цифрової апаратури РЗА.

Максимальний захист, як правило, є головним, а іноді єдиним захистом лінії 6-35 кВ. Цей захист, який відбудовується від струму навантаження, забезпечує відключення на своїй лінії, а якщо дозволяє його чутливість, і резервує відключення суміжного ділянки.

Селективність максимального захисту забезпечується його витримкою часу. Тому в міру наближення захисту до джерела живлення зростає його витримка часу. При цьому зростає і величина струму короткого замикання, тому обсяг пошкодження виростає.

Для зменшення обсягу пошкодження, захист виконується ступінчастим: окрім максимального захисту застосовується струмове відсічення. Струмове відсічення відбудовується від короткого замикання в кінці захищається лінії (КЗ за трансформатором). Захист складається з 2 елементів: максимальний

захист і струмове відсічення. Такі 2 захисту входять до складу мікроелектронної захисту УЗА АТ і мікропроцесорної УЗА ІО.

Згідно вимог ПУЕ для ліній напругою 3-35 кВ з ізольованою нейтраллю повинен бути забезпечений релейний захист від багато- і однофазних замикань на землю.

Захист від багатофазних замикань необхідно виконувати в двофазному виконанні і включати на одні і ті ж фази по всій довжині лінії даної напруги для забезпечення відключення.

Сучасні *мікроелектронні та мікропроцесорні пристрої* захисту РЗЛ-01

ВАТ ЕТЗ "РЕЛСІС", УЗА-10, УЗА-АТ фірми "Енергомашви" МРЗС-05 ВО "Київприлад", МІСОМ Р123...126 фірми ALSTOM, SEPAM 1000+, HICH LINE фірми SEG, "M" LINE фірми Microelettrica Scientifica реле ІМ30-АР і інші виконують функції релейного захисту, автоматики, управління і сигналізації приєднань напругою від 0,4 до 110 кВ.

У схемах електропостачання сільськогосподарських споживачів напругою до 35 кВ основним видом релейного захисту повітряних ліній є *максимальний струмовий захист* (МСЗ).

МСЗ виконується з незалежною витримкою часу з застосуванням реле серій РТ-40, РС40М, РС40М2, АЛ-1, РСТ11...РСТ14 і реле часу РВМ12, ВЛ-64...69, ВЛ-73...79, ВЛ-100...104, 108.

МСЗ з залежною або обмежено залежною витримкою часу від величини струму, що протікає. Захист виконується за допомогою реле типів РТ-80, РТ-90, РС80М, які мають пусковий орган і орган витримки часу.

Максимальний струмовий захист контролює струм в елементі, що захищається, відстримується від струму навантаження, і при перевищенні струму уставки, з витримкою часу діє на його відключення.

Принцип виконання захисту показано на рис.2.3 для мережі з однобічним живленням. При короткому замиканні у точці К1 для селективності необхідно відключити тільки вимикач Q1 ушкодженої лінії, в період коли струм протікає через захисти зон 1,2,3.

Максимальний струмовий захист характеризується відносною селективністю, яка не тільки забезпечує відключення к. з. на своїй лінії, а якщо дозволяє її чутливість, ще й резервує відключення к. з. суміжної ділянки.

Селективність максимального захисту забезпечується витримкою часу.

Витримки часу суміжних МСЗ відрізняються на величину, яка має назву *ступінь селективності*.

Ступінь селективності - це мінімально можлива різниця між часом спрацьовування суміжного захисту, що враховує точність роботи реле. Для захистів, які виконані на електромеханічній базі, стандартна ступінь

селективності складає 0,5 с. Мікроелектронний та мікропроцесорний захисти дозволяють забезпечити ступінь селективності, яка дорівнює 0,2-0,3 с. Недоліком МСЗ є те, що в міру наближення місця установки захисту до джерела живлення збільшується його витримка часу. Для швидкого

відключення к. з. і зменшення обсягу ушкодження, захист виконується ступінчастим. Крім максимального струмового захисту, застосовується також струмова відсічка.

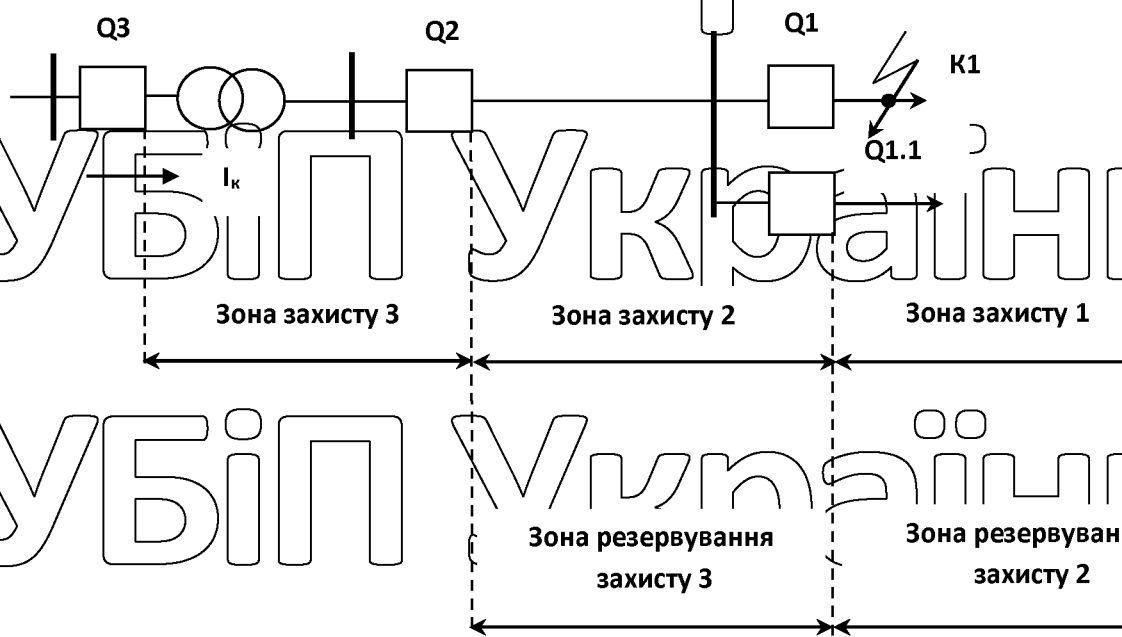


Рис. 3.4. Розташування захистів та їх зон дії для схеми з однобічним живленням.

Струмова відсічка (ВС) - захист, який відстроєний від зовнішніх струмів короткого замикання є першим ступенем захисту і працює, звичайно, без витримки часу. Принципова відмінність струмової відсічки від максимального струмового захисту полягає у тому, що його відстроюють не від робочих струмів, а від струмів короткого замикання при зовнішньому к.з. Для забезпечення селективності, ВС відстроюється від струму короткого замикання наприкінці лінії (к. з. за трансформатором). За принципом дії струмова відсічка використовує зменшення величини струму при віддаленні точки к. з. від джерела живлення. Таким чином, захист лінії виконується двохступінчастим: максимальний струмовий захист і струмова відсічка.

Захист від однофазних замикань на землю устанавлюється на всіх лініях 6-35 кВ, на шинах РП, які працюють у мережах із ізольованою та заземленою нейтраллю через дугогасильний реактор.

Як правило, такі захисти діють на сигнал, проте, застосування даного захисту доцільно, тому що місце замикання на землю потрібно відшукати і відновити нормальний режим роботи лінії. Крім того, пошкодження в місці замикання на землю розвивається, і згодом може призвести до короткого замикання. Уповільненість дій персоналу може призвести до розвитку пошкодження в місці замикання на землю й привести до короткого замикання. Істотним ускладненням є те, що струм замикання на землю має дуже малу величину. Ця величина, сумірна з небалансом у нульовому проводі трансформаторів струму, тому в нульовий провід захист від замикань на землю не включається.

Для захисту від замикань на землю використовують спеціальні трансформатори струму нульової послідовності (ТЗ, ТЗЛ, ТЗР), які можна застосувати тільки при наявності кабельного виводу з коміртки. У мережах з нейтраллю, які заземлені через дугогасильний реактор, рекомендується застосовувати пристрої типів УЗС-2/2, УЗС-3М, які реагують на суму вищих гармонік у струмі замикання на землю.

3.7. Загальні принципи розрахунку уставок МРЗС-05

Для захисту відхідних ліній напругою 10 кВ передбачається максимальний струмовий захист, виконаний на базі електронних реле типу МРЗС.

Характеристики функцій захисту пристрою МРЗС.

Максимальний струмовий захист (МСЗ) має три виконання, по вибору:

- триступінчатий МСЗ з незалежною від струму витримкою часу;
- триступінчатий МСЗ, де перша і третя ступені з незалежною від струму

витримкою часу, а друга - залежною від струму витримкою часу;

- триступінчатий МСЗ з можливістю блокування кожного ступеня напругою.

t, с

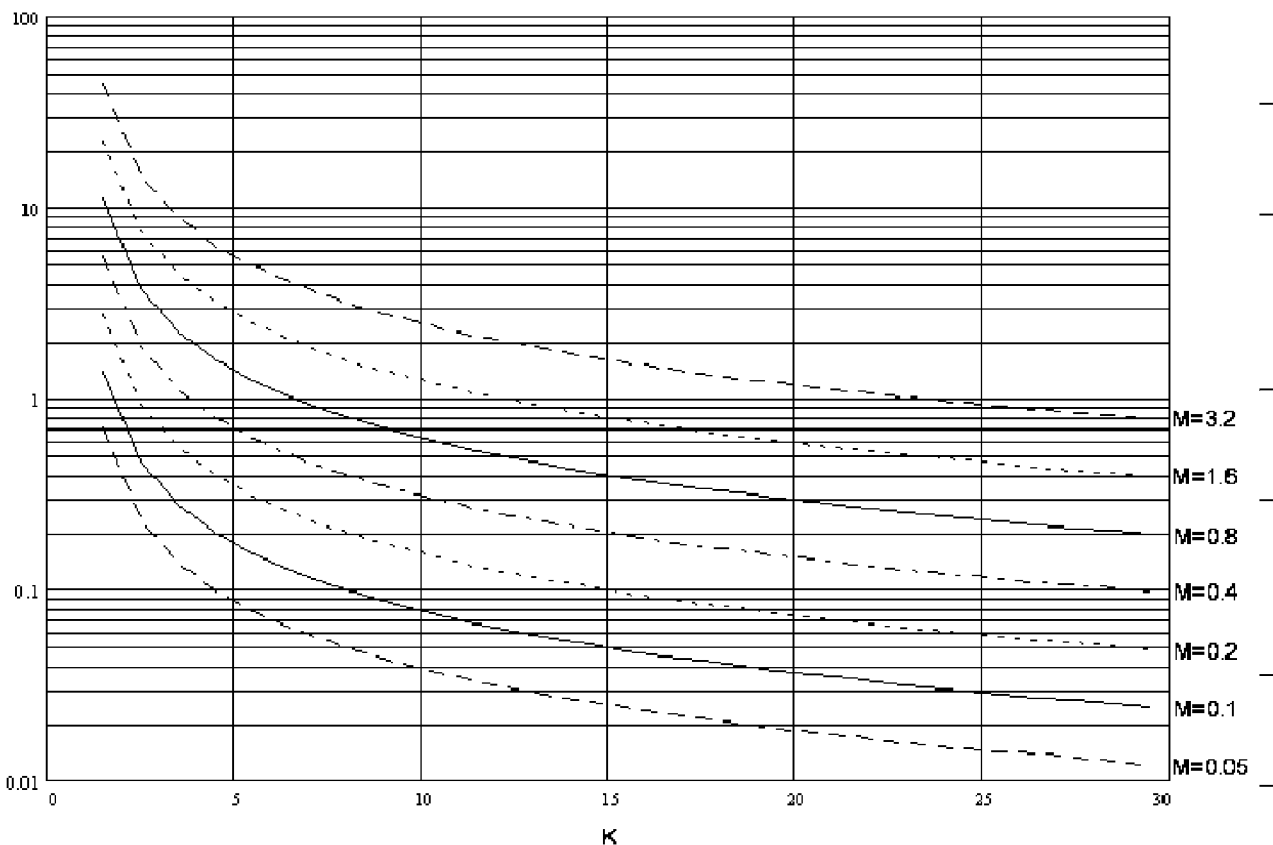


Рис.3.5. Полога характеристика.

Характеристики ступенів МСЗ з незалежною від струму витримкою часу:

- діапазон уставок по струму спрацьовування від $0,1 \cdot I_n$ до $30 \cdot I_n$ з

дискретністю 0,02 А;

- діапазон уставок за часом спрацьовування від 0 до 32 с з дискретністю 0,01 с;

- діапазон уставок по напрузі від 2 В до 150 В з дискретністю 1 В;

- коефіцієнт повернення по напрузі від 1,05 до 2,00 з дискретністю 0,01.

Характеристики другої ступені МСЗ із залежною витримкою часу.

МРЗС має два варіанти ампер-секундної характеристики залежної ступені по МЭК 255-4. Ампер-секундна характеристика 1 варіанту (рис.3.4 і 3.5)

нелінійна:

$$n \cdot t = A \cdot M / (K - 1), \text{ с}, \quad (3.25)$$

де t - час дії захисту, с;

K - кратність струму по відношенню до струму спрацьовування; A ,

n - коефіцієнти, що визначають вид характеристики;

M - масштабний коефіцієнт, с.

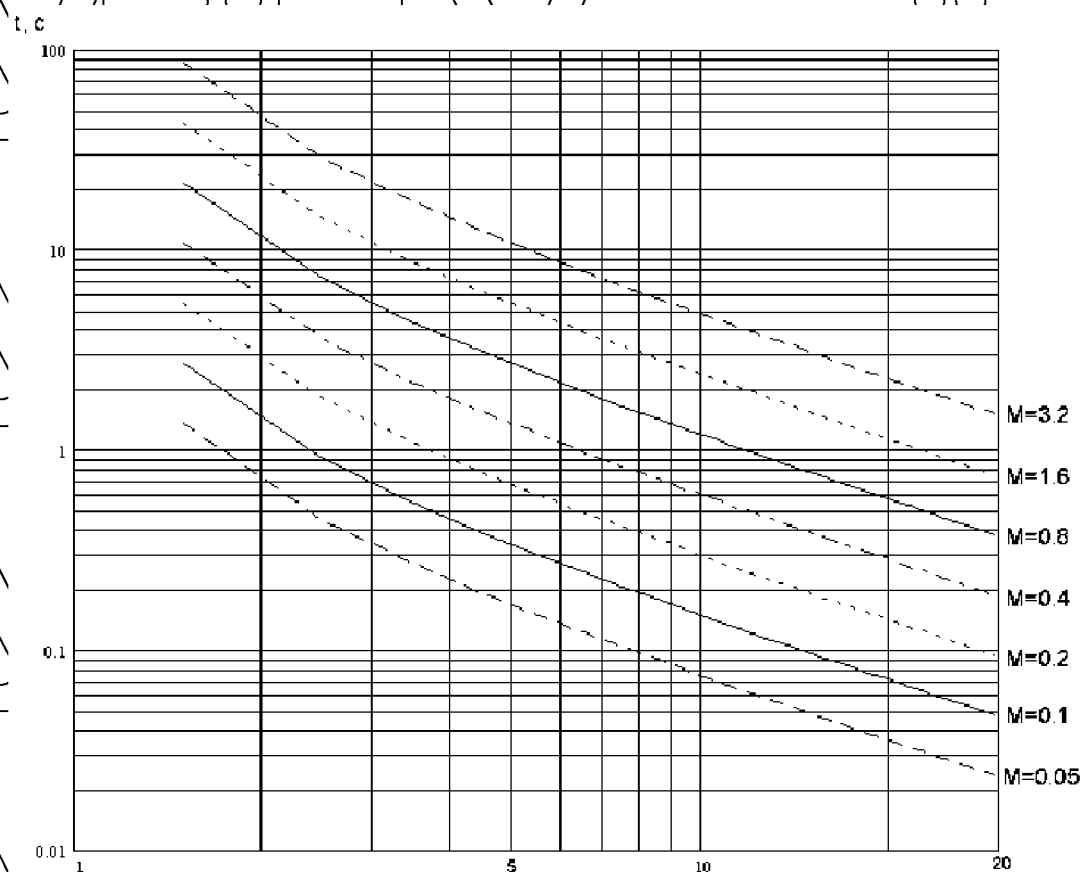


Рис.3.6. Крута характеристика.

Діапазон установки M - від 0,05 до 1 с з дискретністю 0,01 с. Межі зміни часу дії захисту від 0 до 32 с.

У 1 варіанті МСЗ має дві характеристики: пологоа (рис.3.4) - $A=0,14$, $n=0,02$;

- крута (рис.3.5) - $A=13,5$, $n=1$.

Ампер-секундна характеристика 2 варіанту (рис.3.5) лінійна:

$$t = t_y - \alpha \cdot (K - 1), \text{ с.} \quad (3.26)$$

де t_y - уставка другого ступеня МСЗ за часом дії, с;

α - крутизна ампер-секундної характеристики на залежній ділянці, с;

K - кратність струму по відношенню до струму спрацьовування

Діапазон уставок t_y - від 0 до 32 с з дискретністю 0,01 с.

Діапазон уставок α - від 0 до 4,0 с з дискретністю 0,01 с.

Діапазон кратностей струму по відношенню до уставки (K) в межах якого забезпечується точність часу спрацьовування від 1,2 до 20.

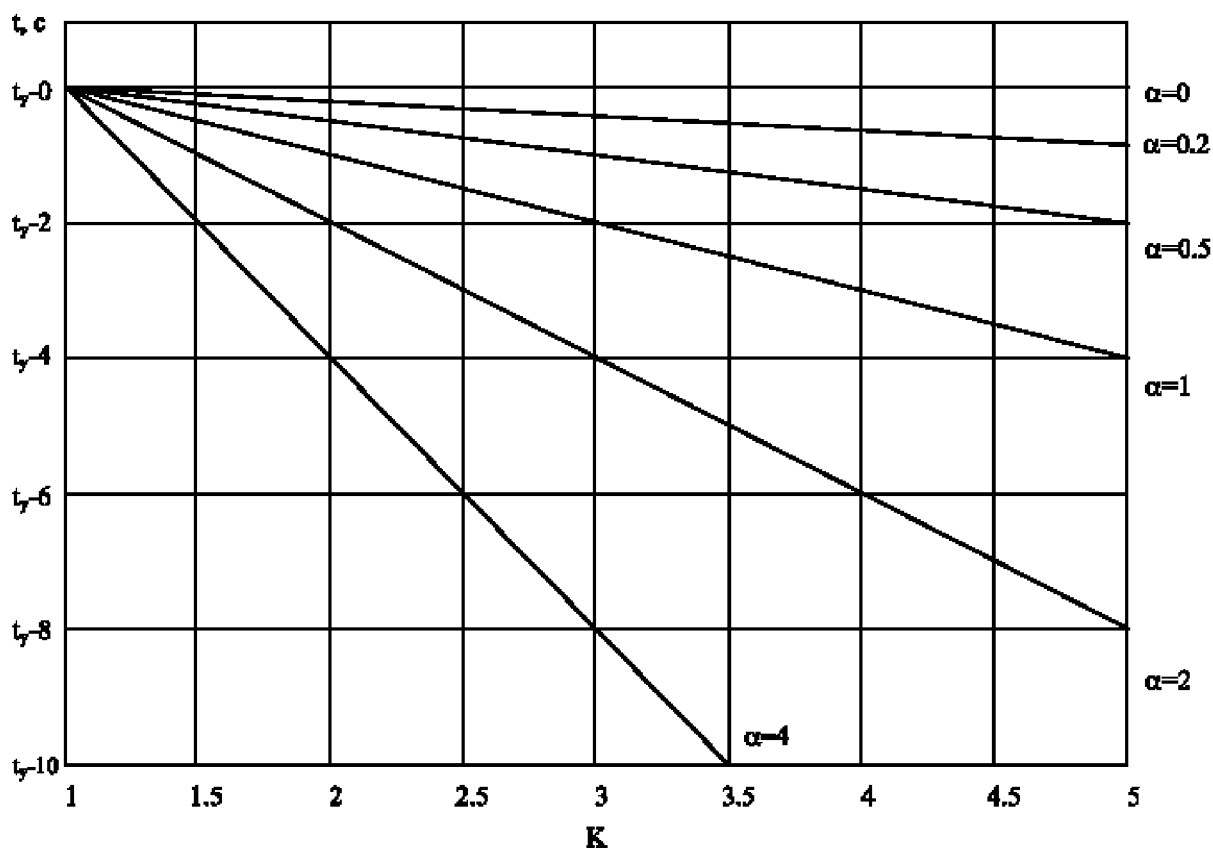


Рис.3.7. Лінійна характеристика

Основна похибка за часом спрацьовування часово-незалежних ступенів МСЗ:

- для часу спрацьовування до 5 с - не більше 0,01 с;
- для часу спрацьовування від 5 до 32 с - не більше 0,05 с.

Похибка відліку часу органом витримки часу не більш 0,01с при витримці до 5с і не більше 0,05 с при витримці від 5 до 32 с, гарантується для кратностей струму по відношенню до струму спрацьовування в межах від 1,2 до 20.

Можливе включення і відключення МСЗ через дискретні входи (імпульсний).

Можливе блокування окремо кожної ступені МСЗ через дискретний вхід (статично).

Коефіцієнт повернення пускових органів ступенів захисту не менший 0,95 і не більший 0,98.

Ненаправлений захист від замикань на землю, що реагує на струм нульової послідовності частотою 50 Гц.

Захист має наступні характеристики:

- діє з витримкою або без витримки на відключення або сигнал і має дві ступені;

- діапазон уставок струму спрацьовування від 0,005 до 0,3 А з дискретністю струму спрацьовування 0,005 А з відхиленням не більш $\pm 10\%$;

- діапазон уставок за часом спрацьовування від 0 до 32 с з дискретністю 0,01 с.

Захист підключений через фільтр першої гармоніки, загруднення захисту на частоті 150 Гц не менше чотирьох, на частоті 400 Гц не менше 15.

Є можливість включення і відключення захисту від замикань на землю через дискретний вхід (імпульсний).

Захист максимальної напруги

Захист максимальної напруги діє з витримкою часу на відключення або сигнал, контролює напругу у всіх трьох фазах незалежно.

Характеристики захисту максимальної напруги:

- діапазон уставок по напрузі спрацьовування від $0,4$ до $1,5 U_n$ з дискретністю $0,1 B$;
- діапазон уставок за часом спрацьовування від 0 до 32 із з дискретністю $0,01$ с;

- коефіцієнт повернення не меншого $0,95$.

Є можливість включення і відключення захисту максимальної напруги через дискретні входи (імпульсний).

Захист мінімальної напруги

Захист мінімальної напруги діє з витримкою часу

на відключення або сигнал. Контролює напругу у всіх трьох фазах .

Характеристики захисту мінімальної напруги:

- діапазон уставок по напрузі спрацьовування від $0,25$ до $1,1 U_n$ з дискретністю $0,1 B$;

- діапазон уставок по струму від $0,05$ до $1,0 I_n$ з дискретністю $0,05 I_n$;

- діапазон уставок за часом спрацьовування від 0 до 32 із з дискретністю

- коефіцієнт повернення от $1,01$ до $1,05$.

Є можливість включення і відключення захисту мінімальної напруги через дискретні входи (імпульсний).

Конфігурація МРЗС

МРЗС дозволяє задавати чи виключати функції МРЗС, ранжирувати дискретні входи, виходи, світлові індикатори, задавати тривалість команд, задавати коефіцієнт трансформації трансформаторів струму і напруги.

При завданні параметрів функцій захисту й автоматики МРЗС дозволяє встановлювати:

- уставки спрацьовування;

- витримки часу;

- варіанти МТЗ, варіанти характеристик;

- включати, відключати ступіні;

- включати, відключати окремі види захисту й автоматики.

Інформація про конфігурацію МРЗС зберігається в енергонезалежній

пам'яті.

Самодіагностика

МРЗС забезпечує самодіагностику з виявленням несправності з точністю до знімного блоку. Формування керуючих впливів на включення і відключення комутаційних апаратів виробляється тільки після перевірки вірогідності необхідності виконання операції і справності каналів керування. Забезпечується безупинна перевірка справності програмного забезпечення (методом контрольних сум). При включенні МРЗС виробляється контроль справності МРЗС із видачею повідомлення на мінідисплей у випадку несправності.

Реєстрація

МРЗС здійснює реєстрацію подій:

- усіх вхідних дискретних сигналів;
- спрацьовування всіх захистів;
- спрацьовування функцій автоматики;
- усіх видаваних дискретних сигналів.

Реєстрація всіх подій здійснюється з прив'язкою до поточного часу. Реєструються останні 50 подій.

МРЗС здійснює реєстрацію аварійних ситуацій із записом миттєвих значень струмів і напруг при аваріях із прив'язкою до поточного часу (зберігається інформація про дев'ять останніх аварій) і з записом дискретних сигналів під час аварії. Існує можливість пуску реєстратора аварій при спрацьовуванні окремих (обраних) функцій захистів і автоматики.

Інформація реєстраторів зберігається в енергонезалежній пам'яті.

Пристрій здійснює контроль ресурсу вимикача по кількості відключень.

Зареєстровані події можна переглянути на рідиннокристальному дисплеї. Інформацію про події й аварії можна скопіювати на ПЕВМ, що підключається через інтерфейс DRS232.

3.8. Джерело живлення МРЗС

Для застосування пристроїв МРЗС-05 на підстанціях із змінним оперативним струмом розроблено джерело живлення ИП-МРЗС для мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Джерелами енергії для ИП-МРЗС є:

- змінна напруга 220В власних потреб,
- лінійна змінна напруга 100В з вимірювального трансформатора напруги,
- змінні струми вимірювальних трансформаторів струму двох фаз.

Вихідна напруга ИП-МРЗС - 220 ± 22 В.

Вихідна потужність - 33 Вт при живленні від ланцюгів напруги або від ланцюгів струму понад 3,5 А для струмових входів "2,5 А" і 7 А для струмових входів "5 А" (18 Вт при живленні від ланцюгів струму від 2,5 до 3,5 А для струмового входу "2,5 А" і від 5 до 7А для струмового входу "5 А").

Діапазон можливих вхідних напруг і струмів, які забезпечують технічні характеристики ИП-МРЗС:

- напруга власних потреб від 130 до 260 В,
- напруга з вимірювального трансформатора напруги від 60 до 150 В,
- струм з вимірювального трансформатора струму від 2,5 або 5,0 до 150 А.
- потужність, споживана ИП-МРЗС не більша 50 ВА

У нормальному режимі ИП-МРЗС відбирає потужність від ланцюгів 220 В. У випадку зниження напруги при аварії нижче припустимого - переключається на відбір потужності від вимірювального трансформатора напруги. Якщо і перша, і друга напруга нижче припустимого - переключається на відбір потужності від вимірювальних трансформаторів струму для живлення від струмів КЗ.

Джерело має світлову індикацію наявності вхідних і вихідних напруг, світлову і релейну сигналізацію при відхиленні вихідної напруги нижче 160 В та вище 250 В, релейну сигналізацію відсутності вхідних напруг. ИП-МРЗС захищений від коротких замикань по виходу.

РОЗДІЛ 4

ОБГРУНТУВАННЯ ТАРИФУ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ ДЛЯ
ГОСПОДАРСТВА**4.1. Загальні відомості про тарифи на електроенергію**

Забезпечення підприємства електричною енергією є стратегічною задачею будь-якого бізнесу, від маленького магазину, перукарні чи готелю до великого промислового підприємства. Без електроенергії жодне промислове та переробне підприємство не зможе запустити свою роботу. На жаль, сьогодні зберігається тенденція на зростання тарифів на енергоносії. Тому керівники підприємств все більше уваги приділяють питанням вибору найвигідніших умов постачання та заощадливого споживання електроенергії.

Для всіх споживачів на ринку діє однаковий формульний механізм ціноутворення. А ціна електроенергії для підприємств включає безпосередньо вартість електроенергії на ринку «на добу наперед» (РДН), тариф на передачу, тариф на розподіл (споживач може сплачувати його самостійно або через постачальника). Єдина складова формули, за якою постачальники конкурують за споживача, – це маржа постачальника.

Так, маржа електропостачальника в Україні залежить від таких факторів:

- обсяг споживання – чим він у підприємства вищий, тим нижче значення маржі;

- графік оплати за електричну енергію: якщо споживач має можливість оплачувати наперед, то значення маржі може бути меншою;

- витрати на купівлю електроенергії на РДН;
- загальна кількість клієнтів (чим їх більше, тим нижчий показник маржі).

Електрична енергія поставляється бізнесу за ринковими цінами, а побутовим споживачам – за фіксованими льотними, майже на 30% меншими тарифами. Відповідна різниця відшкодовується електропостачальникам через

дотації з боку бюджетних організацій, залізничного транспорту, промислових споживачів електроенергії та інших юридичних осіб, що платять за електроенергію більше, ніж населення. Отже, неіснуючі споживачі субсидують побутових споживачів.

Тарифи на електроенергію для юридичних осіб розрізняються по областям (в частині тарифу за розподіл), класам споживання. Також споживачі поділяються на групу «А» за наявності автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) та групу «Б» у разі її відсутності. Для споживачів електроенергії групи «А» можна сформулювати погодинну вартість електричної енергії на базі фактичного погодинного споживання та погодинної ринкової вартості купівлі електричної енергії. Такий підхід дозволяє споживачам категорії «А» впливати на вартість електроенергії щодня і отримати більш вигідний тариф на електроенергію від постачальника та, в кінцевому підсумку, заощаджувати дуже суттєві кошти. Для споживачів групи «Б» ціна розраховується, виходячи з графіку погодинного споживання всіх клієнтів групи Б постачальника в цілому та погодинної ціни на ринку.

Витрати на енергоресурси – це суттєва складова собівартості послуг та продукції будь-якого підприємства. Через це високі тарифи на енергоносії можуть сприяти підвищенню цін, зниженню якості продукції, запозиченню зовнішніх коштів тощо.

Тому сьогодні одним із пріоритетних напрямів підвищення конкурентоспроможності для бізнесу є зниження витрат на енергетичні ресурси.

До вирішення задачі оптимізації енерговитрат варто підходити системно та враховувати наступні основні фактори:

- заходи, що направлені на зменшення обсягів споживання;
- вибір постачальника з найкращими для Вас умовами поставки.

Сьогодні існують різні підходи економії електричної енергії, які істотно знижують обсяг її використання:

- застосування сучасного LED-освітлення;

- контроль за графіком роботи освітлювальних пристроїв, комп'ютерної техніки та інших приладів;

- використання реле часу, датчиків руху та присутності;

- використання енергоефективного обладнання;

- прогнозування власного споживання електричної енергії та перенесення споживання в денних годин, коли електроенергія дорога, на нічні тощо.

При виборі енергопостачальника варто враховувати всі фактори, що впливають на якість та ціну послуги постачання. Перше, на що варто звернути

увагу – це рейтинг, репутація постачальної компанії, здатність забезпечити

потрібні Вам обсяги енергоресурсів. По-друге, Ви маєте знати з чого

складається ціна постачання і як будуть здійснюватися розрахунки. І, третє, Ви

маєте отримати якісну інформаційну підтримку та зручний цифровий сервіс.

З 1 січня 2021 року право на отримання універсальної послуги залишиться

лише у побутових споживачів (населення), бюджетних установ та споживачів,

які відповідають ознакам малого побутового споживача, та мають договірну

потужність до 50 кВт (включно). Споживачі, договірна потужність яких

становить понад 50-150 кВт та користуються на теперішній час універсальною

послугою, опиняються перед вибором : як отримати невисокий і прозорий

тариф за "вільними цінами"?

Окремі електропостачальні компанії пропонують заощадити кошти, і

отримати гарантоване електропостачання за прозорими реальними тарифами,

які на даний час одні з найнижчих в Україні.

Споживачі, електроустановки яких приєднані до електричних мереж з

договірною потужністю понад 50 кВт та які станом на 01.12.2020 року мають

укладений договір про постачання електричної енергії постачальником

універсальних послуг та планують продовжувати споживання електричної

енергії з 01.01.2021 року, з метою безперервного споживання електричної

енергії повинні подати в строк до 10 грудня цього року заяву про приєднання до

договору постачання електричної енергії та обрати відповідну комерційну

пропозицію. Дані заяви більшості споживачів вже отримали, та в разі

неотримання заяви споживач може звернутися до структурного підрозділу в якому він обслуговується для її отримання.

Також хочу звернути увагу на комерційну пропозицію «Базова». Умови комерційної пропозиції «Базова», максимально наближені до постачання електроенергії за універсальною послугою і забезпечать комфортний перехід на Вільні Ціни, всі комунікації залишаються без змін, як і завжди, Ви будете отримувати єдиний рахунок, в будь-який зручний для Вас спосіб.

Останнім часом збільшилась кількість звернень малих побутових споживачів з питання щодо переваг та обґрунтованості тарифів на універсальні послуги. Для уникнення непорозумінь та з метою інформування споживачів універсальної послуги слід звернути увагу на наступне:

На підвищення ціни електричної енергії з 1 грудня 2020 року, в першу чергу, вплинули регуляторні зміни НКРЕКП в частині визначення прогнозної ціни закупівлі на оптовому ринку, яка сформована, виходячи з ціни вересня 2020 року, яка складала на ринку «на добу наперед» 1483,37 грн/МВт*год (без ПДВ).

Слід звернути увагу, що споживачі універсальної послуги – це споживачі, ціна для яких регулюється із запізненням. До 1 грудня таке запізнення дорівнювало кварталі, з 1 грудня коригування відбуватиметься щомісяця. При цьому порівняння цін по універсальних послугах і по вільних цінах, застосованих в одному місяці, на яке іноді посидаються наші споживачі, є помилковим. Це не тотожні поняття і формування їх здійснюється за різними принципами. У разі зміни ціни в поточному місяці у споживачів за вільними цінами таке коригування відбувається одразу, а у споживачів універсальних послуг – із запізненням.

У 2020 році ціна універсальної послуги протягом серпня та вересня в частині прогнозної ціни для закупівлі на оптовому ринку для постачальника універсальних послуг була значно занижена. Відповідно, була занижена і ціна тарифу, тому електропостачальні компанії змушені були здійснювати закупівлю електроенергії дорожче, ніж це передбачав тариф, і відтак,

недоотримало кошти для покриття своїх витрат.

Також важливим чинником формування ціни є вартість послуг операторів системи. Так з 1 грудня 2020 року рішенням НКРЕКП ціна послуг оператора системи передачі НЕК «Укренерго» була збільшена майже на третину. На підставі цього зросла ціна у всіх електропостачальників. А у зв'язку із недоотриманням у 2019 року сплачених на оптовий ринок коштів був збільшений і тариф постачальника універсальних послуг.

Підсумовуючи вищенаведене, слід звернути увагу споживачів на наступні переваги універсальної послуги:

- регульований державою тариф;
- щомісячне коригування ціни;
- ціна не може змінюватись електропостачальником самостійно;
- прозорість формування ціни;
- оплата послуг з розподілу електричної енергії через електропостачальника;
- зручність для споживачів, які не мають відповідних фахівців у сфері енергетики, які в змозі перевіряти розрахунки.

Введення в Україні режиму карантину супроводжується погіршенням платіжної дисципліни споживачів, у тому числі населення, підприємств житлово-комунального господарства та малих побутових споживачів, а несплата за електроенергію тягне за собою загрозу дефолту для електропостачальників.

Статус «Переддефолтний» жодним чином не впливає на постачання електроенергії та взаємовідносини зі споживачами електропостачальних компаній, тому будь-яка інформація щодо припинення постачання, або відсутності фінансового забезпечення є виключно фальсифікацією для спотворення іміджу компаній.

Кабмін зафіксував ціну на електроенергію для індивідуальних побутових споживачів на рівні 1,44 грн за кВт/год за споживання менш ніж 250 кВт/год з 1 жовтня по 30 квітня 2022-го року.

Вчені пояснюють, якою є економічно обґрунтована ціна на електроенергію та які "підводні камені" ховаються у рішенні уряду про зниження тарифів.

Позитиви та негативи рішення уряду: з однієї сторони, це — добре для населення, а з іншої — уряд порушує права споживачів, за великим рахунком. Адже він не пояснює, чому один споживач використовує 250 кВт і заплатить 1,44 грн, а інший — 300 кВт і не зможе скористатися нижчою ціною, а повністю оплатити і, фактично, переплатити. На основі чого уряд ухвалив таке рішення?

На основі чого він керується? Рішення носить політичний характер. В контексті цього, влада вирішила розширити популістичний аспект зниження ціни не тільки для тих, хто потребує цього, наприклад пенсіонери, а й на всіх, хто споживає до 250 кВт, а це — близько 10 мільйонів споживачів.

Як варто було організувати підтримку населення: якщо держава хоче допомогти тим категоріям населення, які не можуть оплачувати встановлену ціну, то держава має виділяти субсидію. Є дотації на пряму підприємствам, і це вже другий шлях. Але субсидія чітко прописана. В нашому випадку, якби тариф був підвищений до економічно обґрунтованого, а на сьогодні

мінімальний тариф — 2,5 грн для всіх, і держава хотіла би фінансово допомогти тим, хто споживає до 250 кВт, то вона мала би закласти до бюджету додаткову гривню на кожен кВт спожитої електроенергії у вигляді субсидій. Тому, повторюся, зниження тарифів на електроенергію — політичний аспект, який

має на меті продемонструвати дієвість влади.

Про наслідки від зниження тарифів: основна маса споживачів буде задоволена, а це на руку владі, але хто заплатить за це зниження, адже об'єктивна ціна на сьогодні за електроенергію — 3,5 грн за кВт. Більше того,

той, хто споживає меншу кількість електроенергії, повинен платити найбільшу ціну. Завжди в умовах ринку оптовий покупець отримує пропозицію за нижчу суму. В нас — навпаки. Платить за це до теперішнього часу "Енергоатом" і "Укргідроенерго". В ситуації зі зниженням тарифів, плата ляже, частково, на їхні плечі, а частково на "Обленерго". Ціна ж економічно необґрунтована,

відповідно хтось отримає збитки. Для того, щоб "Енергоатом" і "Укргідроенерго" отримали менше збитків, це переклали на "Обленерго", забравши в них кошти (до 9 мільярдів гривень), які вони мали спрямувати на

ремонтні роботи.

Чи можна було б зафіксувати ціну 1,68 грн за кВт/год: це можна було б зробити за умови, якби “Енергоатом”, який продає весь обсяг електроенергії для населення припинив за спекулятивними схемами продавати електроенергію. Адже компанія укладає двосторонні договори і продає електроенергію двом найбільшим трейдерам в Україні: компанії Ахметова “ДТЕК” та, близькій до Коломойського, “Юнайтед Енерджі” за нижчою ціною, а вони вже перепродають на ринку за вищою. В будь-якому випадку, споживачі повинні розуміти, що вся ця радість ненадовго. Квітень 2022-го року — максимальний час, до якого можна потягнути. Тарифи будуть підвищуватися.

Чому влада дозволила це зниження тарифів? Тому що програма з МВФ призупинена. І ті 2,7 мільярдів доларів, які ми отримуємо — це кошти, які МВФ розділили, фактично, між усіма країнами у світі. Україна не виконала ніяких своїх зобов'язань, за які би ми отримали додаткові кошти, програмні кошти. А їх немає, бо ми порушуємо правила, в плані електроенергії. Думаю, коли ми дійдемо до наступного меморандуму, МВФ більш жорстко пропише умову до підписання меморандуму здійснити підвищення тарифів на електроенергію до ринкового рівня:

- 28 липня Кабінет Міністрів продовжив термін дії чинної моделі покладання спеціальних обов'язків (ПСО) на ринку електроенергії для населення до 1 вересня, тобто в серпні діятиме єдиний тариф - 1,68 грн/кВт·год.

- У липні Національний банк прогнозував підвищення цін на електроенергію для населення у третьому кварталі 2021 року.

- 22 січня Кабмін оголосив, що планує виділити 1,4 мільярда гривень з бюджету на виплату компенсацій за оплату електроенергії через скасування пільгових тарифів.

НУБІП України

4.2. Вдосконалення системи обліку електроенергії

4.2.1. Розрахунок ефективності впровадження багатозонного тарифу.

Обласні енергопостачальні компанії, зацікавлені в переведенні підприємств на роботу в нічний час, тому що це дозволяє владити 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 електроспоживання, що змушує енергопостачальні компанії знижувати тарифи з метою стимулювання споживачів до роботи в нічний час.

Згідно з Прейскурантом № 09-01 "Тарифи на електричну і теплову енергію", введеного в дію 01.01.91 року, та Додатковим прейскурантом №09-01-1990/9-02, затвердженим Міністерством економіки України 17 лютого 1995 р., встановлені такі тарифи:

1) одноставочний тариф, який складається з плати за кВт год відпущеної споживачу активної електричної енергії;

2) двоставочний тариф, який складається з помісячної плати за 1 кВт договірної величини найбільшої потужності, котра бере участь в годині максимального навантаження енергосистеми і плати за 1 кВт год спожитої активної електричної енергії;

3) одноставочний, диференційований за періодами часу (багатозонний тариф), який складається з плати за 1 кВт год відпущеної споживачу активної електричної енергії в залежності від тарифної зони часу (нічна, напівпікова, пікова);

4) для підприємств, організацій та установ (крім сільськогосподарських споживачів для виробничих потреб і населення для побутових потреб) - одноставочний, диференційований за періодами

часу, який складається з плати за

1 кВт*год відпущеної споживачу активної електричної енергії в залежності від періоду часу споживання (години нічного мінімального електричного навантаження, інші години доби);

5) для населення, при наявності окремого обліку споживання електричної енергії за періодами часу - одноставочний, диференційований за періодами часу, який складається з плати за 1 кВт*год відпущеної споживачу активної електричної енергії в залежності від періоду часу споживання (години нічного мінімального електричного навантаження, інші години доби) ○ ○

Додатковим преїскурантом № 09-01-Т990/9-02 (п. 2.3 І.) передбачено, що енергопостачальним організаціям надається право за погодженням із споживачем проводити розрахунки за електричну енергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, відповідно до "Методики встановлення одноставочних тарифів на електричну енергію, диференційованими за періодами часу", затвердженої

Міненерго України 20 грудня 1994 року №02/32-1633 та погодженої Мініекономіки України 20 грудня 1994 року №28-21/545. 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 спожиту 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 електро-

споживання, що, в свою чергу, дозволить підприємствам Міненерго України

підвищити надійність та якість електропостачання, систематично заощаджувати паливо на електростанціях. Національна комісія з питань регулювання електро-

енергетики України рекомендує зазначені тарифи для широкого впровадження. Для розрахунків із споживачами електроенергії за одноставочними тарифами, диференційованими за періодами часу на період з січня 2014 року по червень 2013 року Мінналівэнерго України встановлюються такі межі тарифних зон **a, b, c**:

a - нічна: з 23 годин до 6 годин;

b - напівпікова: з 6 годин до 8 годин;

з 11 годин до 20 годин;

з 22 годин до 23 годин;

c - пікова: з 8 годин до 11 годин;

з 20 годин до 22 годин.

Згідно з Указом Президента України від 14 березня 1995 року №213 "Про

заходи щодо забезпечення діяльності Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України" з метою стимулювання споживачів

електроенергії до оптимізації режимів роботи енергетичної системи шляхом

вирівнювання графіків її електричного навантаження постановою

Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України

затверджені тарифи, диференційовані за періодами часу.

Характеристика режиму електроспоживання підприємства.

$$P_{з.маx} = 1.108 \times 10^3 \text{ кВт} \quad Q_{з.маx} = 918 \text{ кВАр}$$

$$S_3 = 1.439 \times 10^3 \text{ кВА}$$

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

$$P_{заяв} := P_{з.маx} \quad P_{заяв} = 1.108 \times 10^3 \text{ кВт}$$

Фактичне електроспоживання - (місяць, рік):

$$\text{за добу:} \quad W_{доб} := \sum_n P_{з_n} \quad (4.1)$$

$$W_{доб} = 2.061 \times 10^4 \text{ кВт год.}$$

за місяць:

$$W_{\text{міс}} := \sum_n (30 \cdot P_{3n}) \quad (4.2)$$

$$W_{\text{міс}} = 6.183 \times 10^5 \text{ кВт год.}$$

за рік:

$$W_{\text{рн}} := \sum_n (30 \cdot 12 \cdot P_{3n}) \quad (4.3)$$

$$W_{\text{рн}} = 7.419 \times 10^6 \text{ кВт год.}$$

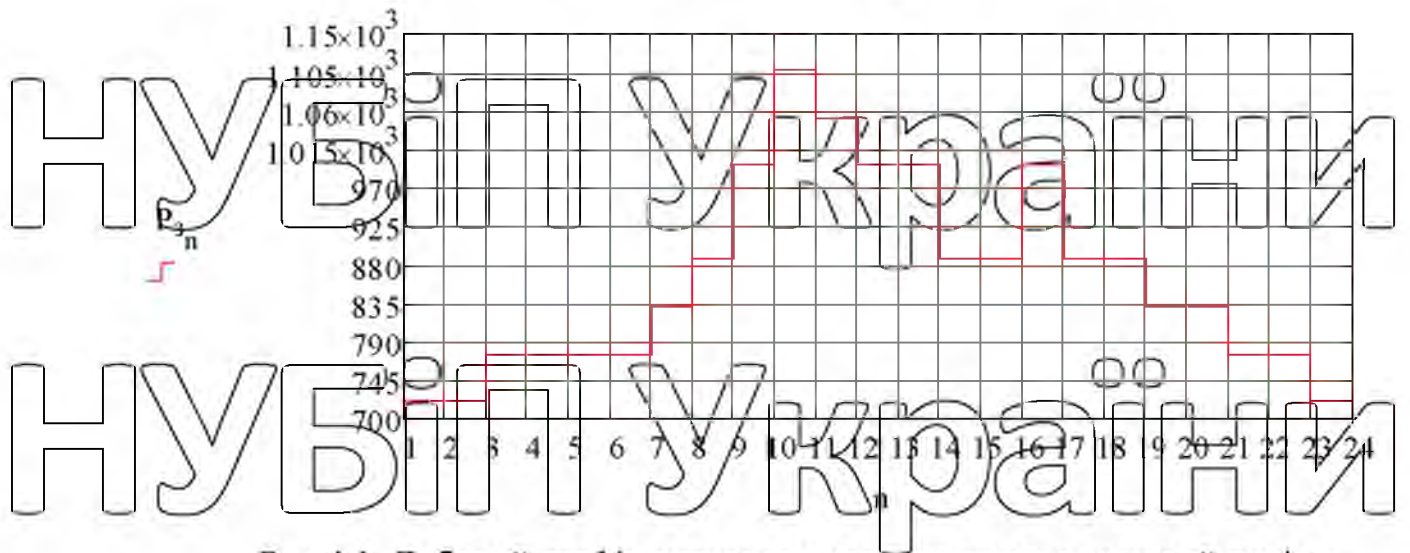


Рис.4.1. Добовий графік активного навантаження в зимовий період.

Середньодобова потужність:

$$P_{\text{ср}} := \frac{\sum_n P_{3n}}{24} \quad (4.4)$$

Розрахунок платні за електроенергію за місяць згідно двохставкового тарифу

$$D_1 := W_{\text{міс}} \cdot C_{\text{кВт год}} + P_{\text{заяв}} \cdot C_{\text{кВт}} \quad (4.5)$$

$C_{\text{кВт}}$ - вартість 1 кВт потужності, грн/кВт; $C_{\text{кВт}} = 1.25 \times 10^3$ грн/кВт.
де $K_{\text{нац}}$ - курс національної грошової одиниці до долара США $K_{\text{нац}} = 25$

$$C_{\text{кВт}} = 1.25 \times 10^3 \text{ грн.}$$

$C_{\text{кВт год}}$ - вартість однієї кВт год: $C_{\text{кВт год}} = 1.625 \text{ грн/кВт год}$
 $D_1 = 2.39 \times 10^6 \text{ грн.}$
 Розрахунок економії внаслідок збільшення точності обліку електроенергії:

$$D_T := 0.015 \cdot D_1 \quad (4.6)$$

$$D_T = 3.585 \times 10^4 \text{ грн.}$$

4.2.2. Розрахунок плати за електроенергію за багатозонним тарифом.

Визначаємо споживання електроенергії W в добових зонах a, b, c (кВт год),
 де P_{ai}, P_{bi}, P_{ci} - потужність i -того навантаження у відповідних зонах a, b, c
 добового графіка, кВт;
 t_a, t_b, t_c - сумарна тривалість навантаження відповідної зони добового графіка
 навантаженн, год.

$$W_a := P_{3_{23}} + P_{3_{24}} + P_{3_1} + P_{3_2} + P_{3_3} + P_{3_4} + P_{3_5}$$

$$W_b := P_{3_6} + P_{3_7} + P_{3_{11}} + P_{3_{12}} + P_{3_{13}} + P_{3_{14}} + P_{3_{15}} + P_{3_{16}} + P_{3_{17}} + P_{3_{18}} + P_{3_{19}} + P_{3_{22}}$$

$$W_c := P_{3_8} + P_{3_9} + P_{3_{10}} + P_{3_{20}} + P_{3_{21}}$$

Год

$$(W_a + W_b + W_c) \cdot 30 = 6.183 \times 10^5 \text{ кВт год.}$$

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

$$C_a := 0.7 \cdot K_{\text{нап}} \cdot 0.01 \quad C_b := 3.4 \cdot K_{\text{нап}} \cdot 0.01 \quad C_c := 6.8 \cdot K_{\text{нап}} \cdot 0.01$$

$$C_a = 0.175 \quad C_b = 0.85 \quad C_c = 1.7$$

$$D_2 := (W_a \cdot C_a + W_b \cdot C_b + W_c \cdot C_c) \cdot 30 \quad (4.7)$$

$$D_2 = 5.373 \times 10^5 \text{ грн.}$$

$$D_1 = 2.39 \times 10^6 \text{ грн.}$$

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

Зниження величини оплати за електроенергію:

$$\delta D := (D_1 - D_2) + D_1 \quad (4.8)$$

$$\delta D = 1.888 \times 10^6 \text{ грн.}$$

Затрати на придбання і установку на двох ЗРП-10/0,4 кВ двох багатозонних лічильників, вартість одного з яких складає $K_{\text{Л}} = 9500$ грн. З врахуванням вартості монтажних - налагоджувальних робіт, котрі складають 20% від вартості самих лічильників, одержимо:

$$K_{\text{Л}} := 9500 \text{ грн.}$$

$$K_{\text{сум}} := 1.2 \cdot K_{\text{Л}} \cdot 2$$

$$K_{\text{сум}} = 2.28 \times 10^4 \text{ грн.}$$

Термін окупності впровадження багатозонного тарифу розрахунку за електроенергію з врахуванням щорічних відрахувань на утримання засобів виробництва $E_{\text{утр}} = 15\%$ становить:

$$t_{\text{ок}} := \frac{K_{\text{сум}} \cdot 12}{(\delta D - K_{\text{сум}} \cdot E_{\text{утр}})} \quad (4.9)$$

$$t_{\text{ок}} = 0.145 \text{ місяця.}$$

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, змінення перерв в роботі електроприймачів, перенесення навантажень з пікових зон в нічні зони та інші заходи), що робить систему багатозонного обліку вигідною і необхідною.

РОЗДІЛ 5

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МЕРЕЖІ ГОСПОДАРСТВА

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

НУБІП України

навантаження на шині 0,4 кВ підстанції 10/0,4 кВ: $P_p = 1.108 \times 10^3$ кВт,

$$Q_p = 918.12 \text{ кВАр}, \quad S_p = 1.439 \times 10^3 \text{ кВА}.$$

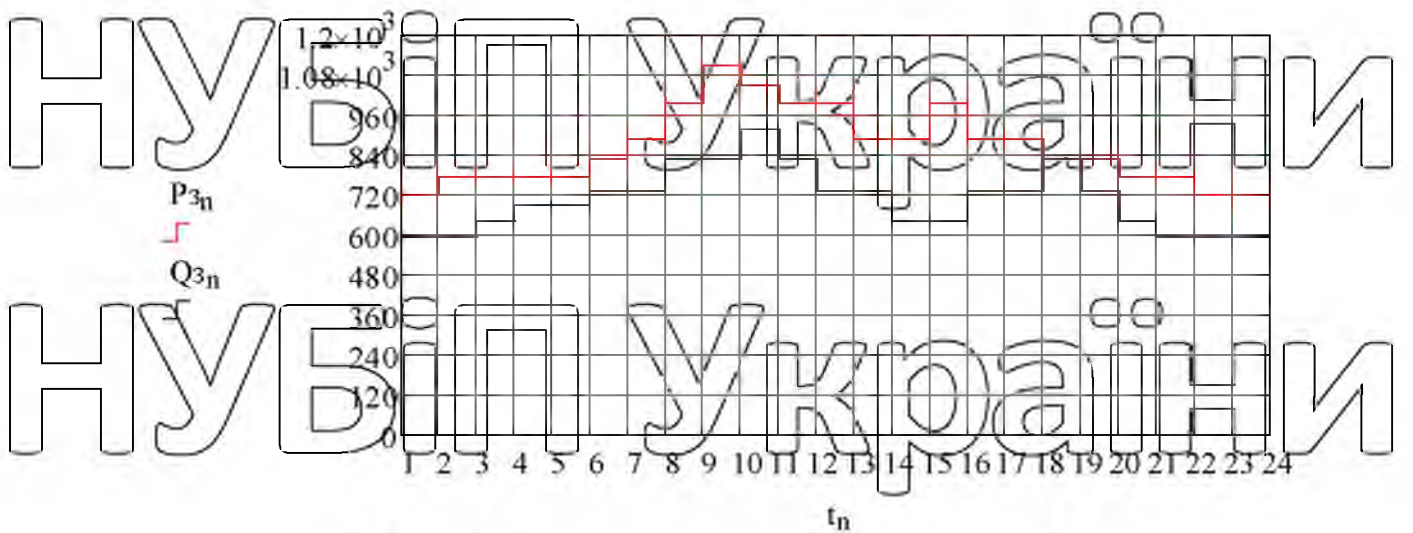


Рис.5.1. Добові графіки активного P_3 та реактивного Q_3 навантаження ТП-10/0,4 кВ для зимового періоду.

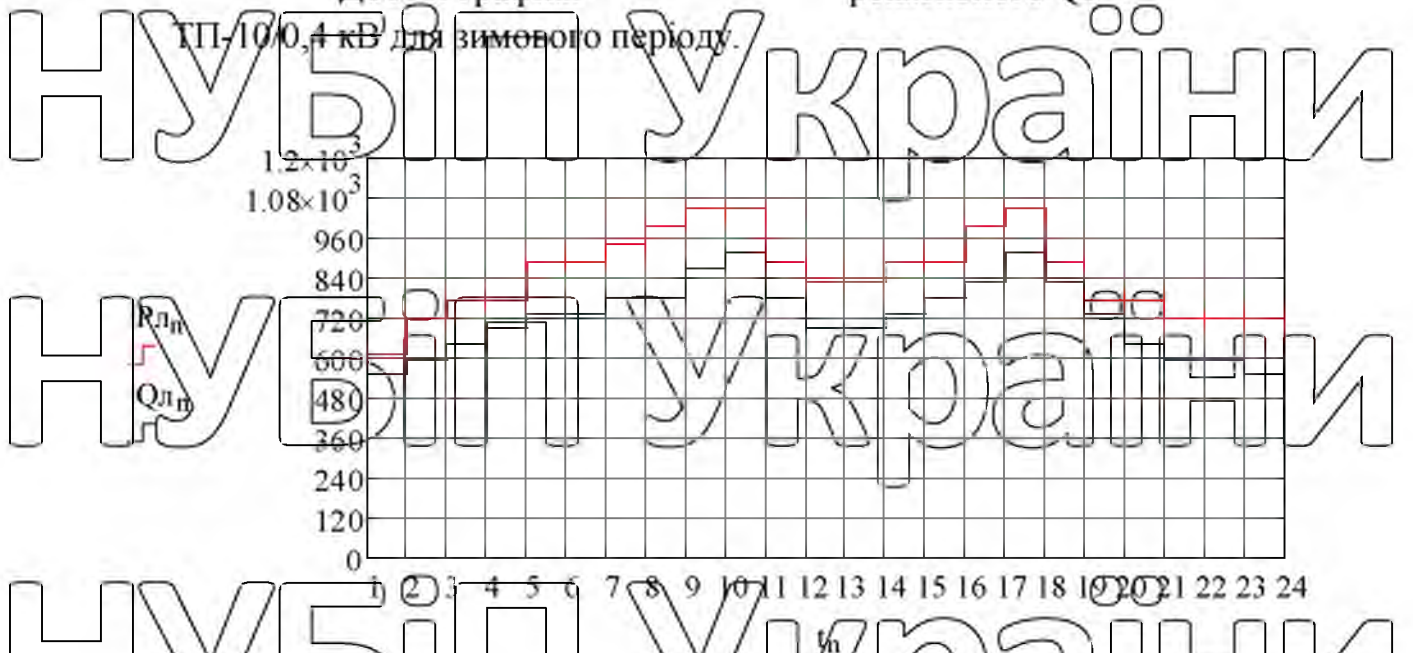


Рис. 5.2. Добові графіки активного $P_{Л}$ та реактивного $Q_{Л}$ навантаження ТП 10/0,4 кВ для літнього періоду.

Параметри силових трансформаторів підстанції ТМ-630

номінальна потужність $S_{\text{ном}} := 630$ кВА, номінальна напруга обмотки ВН
кВ, номінальна напруга обмотки нижчої напруги $U_{04} := 0.4$ кВ,

потужність короткого замикання $P_{\text{кз}} := 7.6$ кВт, напруга короткого замикання

%, потужність холостого ходу $P_{\text{хх}} := 1.42$ кВт, струм холостого ходу

%, розрахунковий період (місяць) $t_p = 740$ год.

Параметри розподільної мережі напругою 10 кВ.

Базова (еквівалентна) напруга мережі: $U_{\text{баз}} := 10.5$ кВ.

Опір системи (згідно схеми заміщення мережі РЕМ): $r_c \approx 0.3$ Ом.

Опір ЛЛ напругою 10 кВ, довжиною 11,8 км, виконаної проводом ААсХБп.

$$R_{\text{л}} := r_{50} \cdot L_{10} \quad (5.1)$$

$$R_{\text{л}} = 8.496 \text{ Ом.}$$

Опір силового трансформатора підстанції, приведений до напруги 10 кВ:

$$R_{\text{т}} := \frac{P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{баз}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{ном}}^2} \quad (5.2)$$

$$R_{\text{т}} = 2.111 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір розподільної мережі 10 кВ, приведений до базової напруги U:

$$R_{\text{сум}} := \frac{R_{\text{т}}}{2} + R_{\text{л}} + r_c$$

$$R_{\text{сум}} = 11.852 \text{ Ом.}$$

Вартість 1 кВт год електроенергії в мережі: $c_e := 1.6$ грн/кВт год.

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

$$WP = \frac{\left(\sum_n P_{3n} + \sum_n P_{\text{л}n} \right) \cdot 30}{2}, \quad WQ := \frac{\left(\sum_n Q_{3n} + \sum_n Q_{\text{л}n} \right) \cdot 30}{2} \quad (5.3)$$

$$WP = 6.141 \times 10^5 \text{ кВт год.}$$

$$WQ = 5.109 \times 10^5 \text{ кВАр год.}$$

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

$$P_{cp} := \frac{W_P}{t_p} \quad Q_{cp} := \frac{W_Q}{t_p}$$

$$Q_{cp} = 690.451 \text{ кВАр.}$$

$$P_{cp} = 829.877 \text{ кВт.}$$

Фактичне середнє завантаження трансформатора, кВА:

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

$$S_{cp} = 1.08 \times 10^3 \text{ кВА.}$$

Середнє завантаження підстанції за розрахунковий період: $k_3 = 0.857$

Середньодобові втрати електроенергії в силовому трансформаторі W:

$$\Delta W := \sum_n \left[\frac{(R_{3n} + R_{Ln})^2}{2} + \frac{(Q_{3n} + Q_{Ln})^2}{2} \right] \cdot R_T \quad (5.4)$$

$$\frac{\Delta W}{(U_{баз} \cdot 10^3)^2}$$

$$\Delta W = 575.786 \text{ кВт год.}$$

Втрати електроенергії W_p в трансформаторі ТП за рік становитимуть:

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

$$\Delta W_p = 2.102 \times 10^5 \text{ кВт год.}$$

5.2. Оплата за перетоки реактивної потужності до її компенсації

Втрати активної і реактивної енергії в трансформаторі.

Складові втрат реактивної потужності: потужність холостого ходу

$$\Delta Q_{XX} := S_{НОМ} \cdot \frac{I_{XX}}{100}$$

$$\Delta Q_{XX} = 12.6 \text{ кВАр.} \quad (5.5)$$

потужність короткого замикання

НУБІП України

$$\Delta Q_{kz} := S_{\text{ном}} \cdot \frac{U_{kz}}{100} \quad (5.6)$$

$$\Delta Q_{kz} = 34.65 \text{ кВАр.}$$

Розрахункові середні активні і реактивні навантаження трансформаторі

$$P := \frac{WP}{t_p} \quad (5.7)$$

$$P = 829.877 \text{ кВт,}$$

$$Q := \frac{WQ}{t_p}$$

$$Q = 690.451 \text{ кВАр,}$$

Фактичне завантаження трансформатора:

$$S_{\text{ф}} := \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$S = 1.08 \times 10^3 \text{ кВА.}$$

Середнє завантаження за розрахунковий період:

$$k := \frac{S}{2 \cdot S_{\text{ном}}} \quad k = 0.857$$

Втрати реактивної енергії в трансформаторі протягом розрахункового періоду:

$$\Delta WQ := \Delta Q_{xx} \cdot t_p + k^2 \cdot \Delta Q_{kz} \cdot t_p \quad (5.8)$$

$$\Delta WQ = 2.815 \times 10^4 \text{ кВАр год.}$$

Втрати активної енергії в трансформаторі протягом розрахункового періоду:

$$\Delta WP := P_{xx} \cdot t_p + k^2 \cdot t_p \cdot P_{kz} \quad (5.9)$$

$$\Delta WP = 5.179 \times 10^3 \text{ кВт год}$$

Кількість спожитої електроенергії в обох трансформаторах з урахуванням втрат

за розрахунковий період - місяць

активна енергія $WP_{\text{сум}} := WP + \Delta WP$

$$WP_{\text{сум}} = 6.193 \times 10^5 \text{ кВт год,}$$

реактивна енергія $WQ_{\text{сум}} := WQ + \Delta WQ$

$WQ_{\text{сум}} = 5.391 \times 10^5 \text{ кВАр год}$

Розрахунок основної плати за місяць.

Вихідні дані до розрахунку перетоків реактивної потужності:

$t_p := 740$ - тривалість розрахункового періоду год; $T := 1.6$ - тариф на електроенергію, грн/кВт год; $C_{\text{баз}} := 1.0$ - нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень в засоби КРП; $D := 0.08$ - економічний еквівалент реактивної потужності; $k := 3$ - нормативний коефіцієнт урахування збитків енергопостачальної організації від генерації реактивної енергії з мережі споживача.

Сумарна реактивна енергія, генерована в мережу енергопостачальної організації

$$WQg := 0 \text{ кВАр*год.}$$

основна плата: $p1 := (WQ + 3 \cdot WQg) \cdot D \cdot T$ (5.10)

$p1 = 65399.54 \text{ грн/місяць}$

Розрахунок додаткової плати за місяць:

- коефіцієнт потужності $tg\phi := \frac{WQ}{WP}$ $tg\phi = 0.832$

- коефіцієнт, що вибирається в залежності від $tg\phi$ $K_\phi = 1.395$

- додаткова плата $p2 := p1 \cdot C_{\text{баз}} \cdot (K_\phi - 1)$ (5.11)

$$p2 = 33579.11 \text{ грн/місяць.}$$

5. Розрахунок плати за переток реактивної потужності протягом місяця.

$p := p1 + p2$

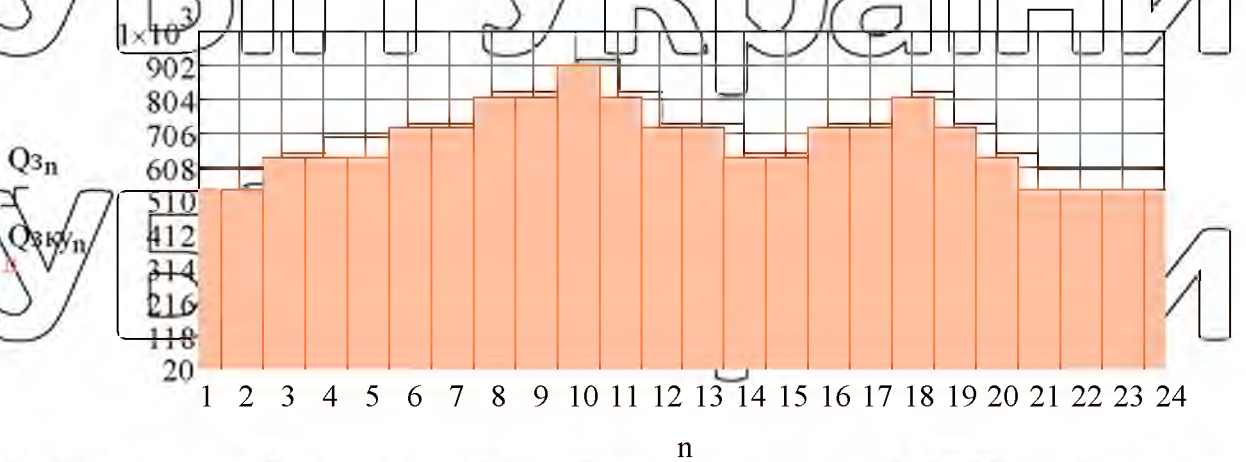
$p = 98978.66 \text{ грн/місяць.}$

5.3. Оплата за перетоки реактивної потужності з її компенсацією

Максимальні реактивні потужності за добовими графіками в зимовий період $\max(Q_3) = 918.12$ кВАр, в літній період $\max(Q_л) = 918.12$ кВАр.

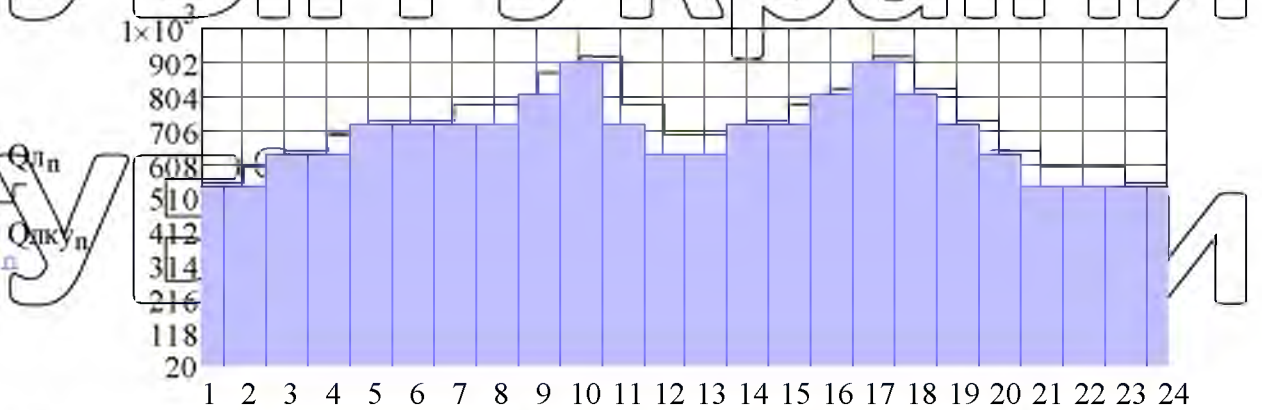
Параметри регульованої конденсаторної установки: номінальна напруга $U_{ном} = 10$ кВ, загальна потужність $Q_{ку} := 900$ кВАр, потужність ступені регулювання $q_1 := 90$ кВАр, кількість дискретних ступенів $n_1 := 10$ шт, орієнтовна вартість КУ $K_{ку} = 9.99 \times 10^4$ грн.

Визначення реактивної потужності КУ в залежності від графіку навантаження:



a)

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



б)

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

5.4. Графіки навантаження при компенсації реактивної потужності

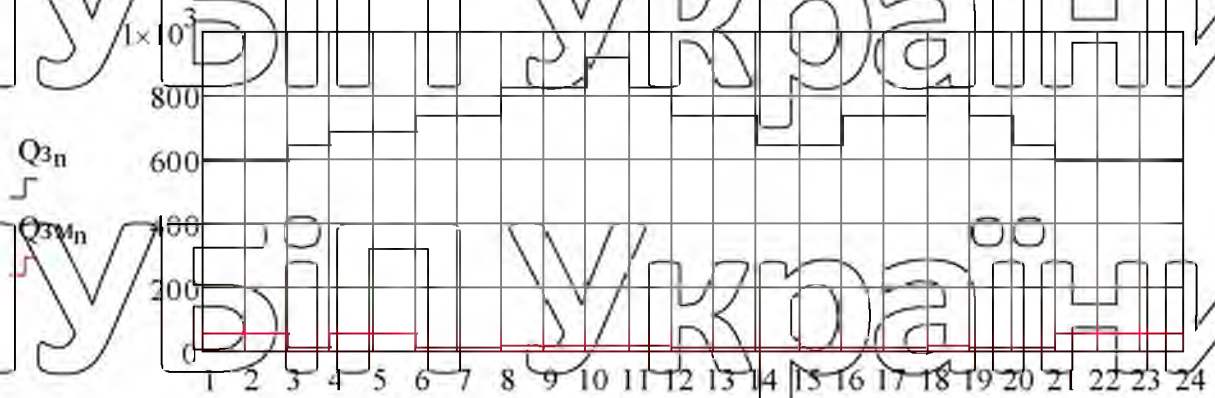
Втрати активної потужності в трансформаторі в зимовий та літній періоди, кВт

$$\Delta P_{zn} := P_{xx} + (k_{zn})^2 \cdot P_{K3} \quad \Delta P_{ln} := P_{xx} + (k_{ln})^2 \cdot P_{K3} \quad (5.12)$$

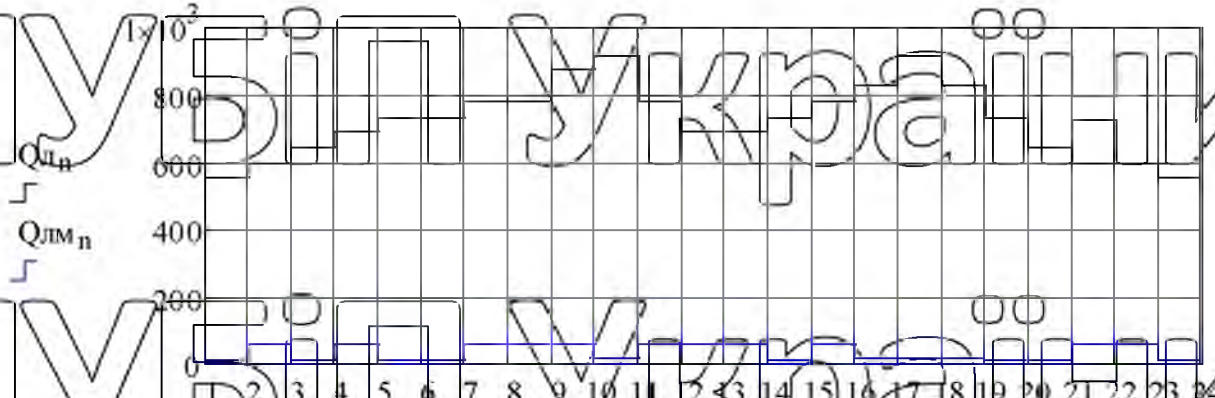
Активна та реактивна потужність з урахуванням втрат в зимовий період:

$$P_{Pzn} := P_{zn} + \Delta P_{zn} \quad \text{кВт,} \quad (5.13)$$

$$Q_{Qzn} := Q_{zn} + \Delta Q_{zn} \quad \text{кВАр.}$$



а)



б)

Рис.5.4. Графіки споживання реактивної потужності з мережі до і після її компенсації за допомогою КУ: а) - зима; б) - літо.

в літній період

$$P_{Pln} := P_{ln} - \Delta P_{ln} \quad \text{кВт,} \quad (5.14)$$

$$Q_{Qln} := Q_{ln} - \Delta Q_{ln} \quad \text{кВАр.}$$

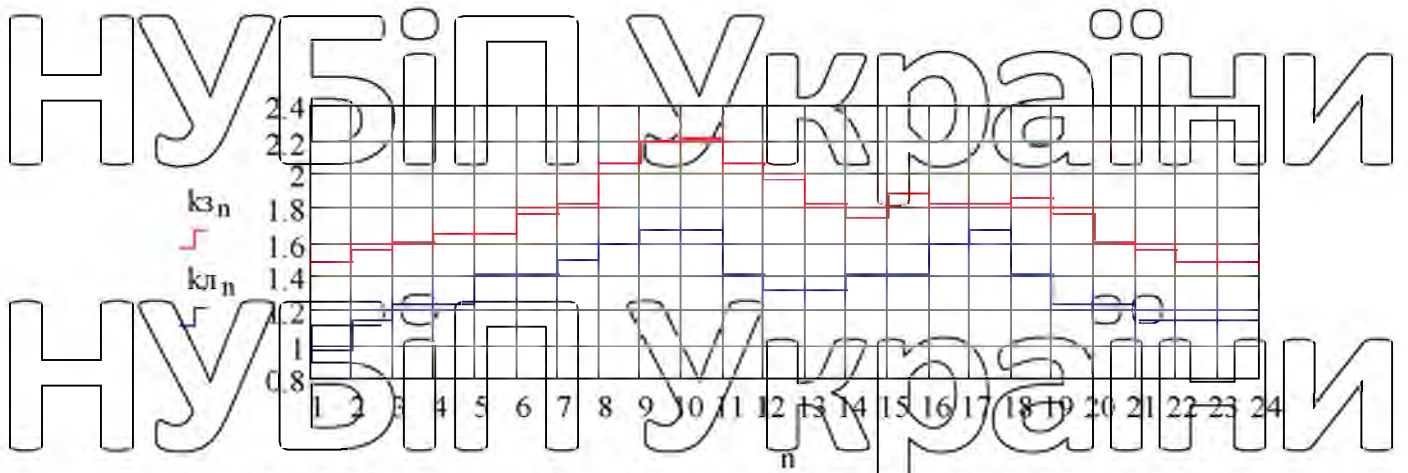


Рис.5.5. Коефіцієнти завантаження трансформаторів протягом доби для зимового і літнього періодів.

5.4.1. Розрахунок основної плати.

Основна середньодобова плата протягом зимового періоду

$$\pi_{1з} := \sum_n [(QQ_{3n} + 3 \cdot WQQ_{3gn}) \cdot D \cdot T] \quad (5.15)$$

$$\pi_{1з} = 457.192 \text{ грн.}$$

Основна середньодобова плата протягом літнього періоду

$$\pi_{1л} := \sum_n [(QQ_{ln} + 3 \cdot WQQ_{lg_n}) \cdot D \cdot T]$$

$$\pi_{1л} = 342.57 \text{ грн.}$$

5.4.2. Розрахунок додаткової плати.

Коефіцієнт потужності для зимового і літнього періодів

$$tg_{зn} := \frac{QQ_{3n}}{PP_{3n}} \quad tg_{лn} := \frac{QQ_{ln}}{PP_{ln}}$$

Додаткова плата, зимовий період, грн.

$$\pi_{2з} := D \cdot T \cdot \sum_n [(QQ_{3n} + 3 \cdot WQQ_{3gn}) \cdot C_{баз} \cdot (K_{3r} - 1)] \quad (5.14)$$

$$\pi_{2з} = 0.252$$

Додаткова плата за літній період

$$\text{пп2л} := D \cdot T \cdot \left[\sum_n [(Q_{\text{лн}} + 3 \cdot W_{\text{лн}}) \cdot C_{\text{баз}} \cdot (K_{\text{лн}} - 1)] \right]$$

$$\text{пп2л} = 0.815 \text{ грн.}$$

5.4.3. Середньодобова плата за реактивні перетоки в мережі споживача.

зимовий період

$$\text{ппз} := \text{пп1з} + \text{пп2з}$$

$$\text{ппз} = 457.443 \text{ грн/добу.}$$

літній період

$$\text{ппл} := \text{пп1л} + \text{пп2л}$$

$$\text{ппл} = 343.385 \text{ грн/добу.}$$

Середньодобове значення плати за перетоки реактивної потужності

$$\text{ппдоб} := \frac{\text{ппз} + \text{ппл}}{2}$$

$$\text{ппдоб} = 400.414 \text{ грн/добу.}$$

Середньомісячна плата за перетоки реактивної потужності господарства

$$\text{зимовий період} \quad \text{ппз} \cdot 31 = 1.418 \times 10^4 \text{ грн/місяць,}$$

$$\text{літній період} \quad \text{ппл} \cdot 31 = 1.064 \times 10^4 \text{ грн/місяць.}$$

Середньомісячне значення плати за перетоки реактивної потужності

$$\text{ппміс} := \text{ппдоб} \cdot 31$$

$$\text{ппміс} = 1.241 \times 10^4 \text{ грн.}$$

5.4.4. Зниження середньомісячної плати за перетоки реактивної потужності

внаслідок роботи КУ.

$$\Delta \text{ппміс} := \text{пп} - \text{ппміс}$$

$$\Delta \text{ппміс} = 8.657 \times 10^4 \text{ грн.}$$

5.5. Оцінка ефективності компенсації реактивної потужності для поживача

Розрахунковий період 12 місяців, капіталовкладення в КУ складають 99900 грн.

Відрахування на амортизацію та поточний ремонт складають: $E_a := 0.07$

$E_{пр} := 0.07$ від. Оскільки придбання технічних засобів передбачається за кошти банківського кредитування, то номінальна норма дисконту e буде рівна 0,17.

$$E := E_a + E_{пр} + e$$

Амортизаційні, експлуатаційні та кредитні щомісячні відрахування

$$Z_e := K_{КУ} \cdot E$$

$$Z_e = 3.097 \times 10^4 \text{ грн.}$$

Економія плати за реактивну енергію $\Delta \text{Пміс}_2 = 8.657 \times 10^4 \text{ грн.}$

Чистий дисконтований дохід за формулою

$$\text{ЧДД}_m := \sum_{m=1}^m \left[(\Delta \text{Пміс}_m - Z_m - K_m) \cdot \frac{1}{(1+e)^m} \right] \quad (5.15)$$

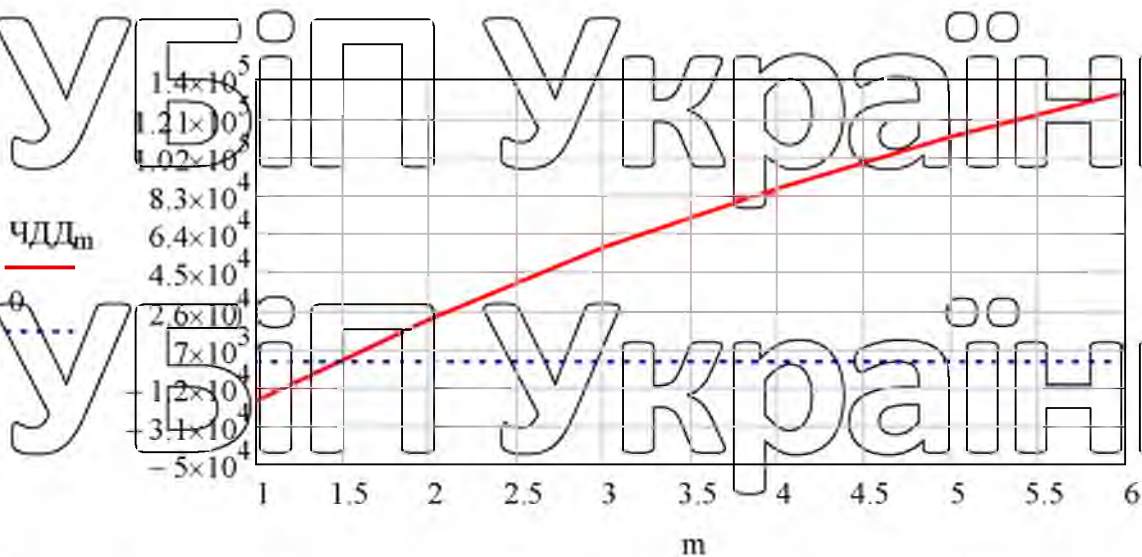


Рис. 5.6. Зміна чистого дисконтованого доходу протягом розрахункового періоду.

Сумарний за розрахунковий період 6 місяців чистий дисконтований дохід становитиме

НУБІП України

$$ЧДД_{\text{сум}} = 1.331 \times 10^5 \text{ грн.}$$

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

НУБІП України

$$\Delta \text{пміс}_2 = 8.657 \times 10^4 \text{ грн/місяць.}$$

від $\Pi = 9.898 \times 10^4 \text{ грн/місяць}$ до $\text{пміс} \in 1.241 \times 10^4 \text{ грн/місяць.}$

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

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 6 ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1. Вплив величини струму на наслідки ураження людини

Характер дії електричного струму на організм людини та важкість ураження залежить від таких основних факторів: сили струму, протікаючого через тіло людини, тривалості його дії, роду і частоти струму, шляху струму у тілі людини, індивідуальних властивостей людини.

Сила струму, що проходить через тіло людини, є основним фактором обумовлюючим наслідки ураження: різні за величиною струми спричиняють різний вплив на організм людини [4].

Таблиця 6.1

Відчутні, невідпускаючі та фібриляційні струми

Порогові значення струму	Змінний струм, мА (50 Гц)	
	Змінний струм, мА	Постійний струм, мА
Відчутний	0,6-1,5	5-7
Невідпускаючий	10-15	50-80
Фібриляційний	50-100	400-500
При яких миттєво зупиняється серце	> 5000	> 5000

Невідпускаючий струмом характеризується тим, що при проходженні через тіло людини, викликає судорожні скорочення м'язів руки, в яких затиснутий провід. Фібриляційний струм характеризується тим, що при проходженні через тіло людини, викликає - фібриляцію серця. Струм більш 5 А (50 Гц) як змінний так і постійний викликає миттєву зупинку серця.

Опір тіла людини визначається опором внутрішніх органів, та опором

зовнішніх шкіряних тканин, причому опір шкіри складає основну долю загального опору. Найбільший опір має верхній шар шкіри (епідерміс) і може складати десятки кОм. Опір внутрішніх тканин тіла людини незначний і складає 300-500 Ом.

Оскільки при зволожені, забруднені та пошкоджені шкіри (потовиділення, порізи, подряпини тощо), збільшенні сили струму та часу його дії, збільшені площі контакту з струмоведучими елементами опір тіла людини зменшується до мінімального значення - опору внутрішніх органів а також при частоті струму 50 Гц ємнісні опори малі, то для розрахунків опір тіла людини приймають чисто активним та рівним 1 кОм.

Напруга дотику (Удот) впливає на наслідки ураження. Чим вище напруга дотику тим небезпека поразки більше, так як при напрузі більше 100 В відбувається пробій зовнішнього шкіряного покрову, загальний опір людини зменшується і струм, протікаючий по тілу, збільшується. Тривалість дії електричного струму в багатьох випадках є визначаючим фактором, від якого залежить наслідки ураження струмом: з збільшенням тривалості впливу електричного струму загальний опір людини зменшується, тому небезпека поразки збільшується.

Залежність між допустимими величинами струмів і напруг залежно від часу впливу електричного струму приведені у [5]. Рід та частота струму також впливає на наслідки ураження. При напрузі до 500 В змінний струм у 4-5 разів небезпечніше постійного. При більш високій напрузі - постійний струм більш небезпечний через можливості загоряння електричної дуги. Найбільш небезпечний електричний струм частотою до 200 Гц. При більш високих частотах струм сприймається як постійний і небезпечність ураження помітно знижується.

Шлях струму у організмі людини суттєво впливає на наслідки ураження. Небезпечність ураження особливо велика якщо струм проходить через життєво важливі органи - серце, легені, головний мозок та безпосередньо діє на ці органи. Виділяють два основних дотику людини до струмоведучих частин:

однополюсний та двополюсний. При однофазному дотику людина доторкається до одної з фаз електроустановки яка знаходиться під напругою, при двофазному - до двох фаз електроустановки одночасно. Умови оточуючого середовища визначають ступень небезпеки ураження людини. Згідно ПУЕ приміщення по характеру навколишнього середовища поділяють на: нормальні, сухі, вологі, сирі, особливо сирі, жарові, пилові та з хімічно активним середовищем.

По ступені небезпечності ураження людей електричним струмом всі приміщення підрозділяються на 3 категорії: приміщення без підвищеної небезпеки; приміщення з підвищеною небезпекою та особливо небезпечне приміщення.

В приміщеннях без підвищеної небезпеки відсутні умови які утворюють підвищену чи особливу небезпеку. До них відносяться адміністративні приміщення, дільниці програмістів, операторів обчислювальної техніки тощо.

Для приміщень з підвищеною небезпекою характерно наявність однієї з умов: сирість чи струмопровідний пил; струмопровідна підлога, висока температура; можливість одночасного дотику людини до маючих з'єднання з землею металоконструкціями будинків, технологічним апаратам, механізмам тощо - однієї сторони, і до металевих корпусів електрообладнання - з другої.

До цієї категорії приміщень можна віднести: монтажне приміщення радіоелектронної апаратури, приміщення механічної, електрофізичної обробки металів, друковані цехи та інші.

Особливо небезпечні приміщення характеризуються наявністю одного з умов, утворюючих особливу небезпечність: особлива сирість; хімічно активне середовище, а також при одночасній наявності двох та більше умов підвищеної небезпеки (гальванічні, травильні, зварювальні та інші подібні відділення). Оскільки робоча напруга впливає на наслідки ураження при дотику людини до струмоведучих частин, то значення напруги повинно відповідати призначенню електрообладнання та характеру навколишнього середовища. Так для живлення електропроводів виробничих машин і верстатів допускається напруга 220, 380 та 660 В. Для стаціонарних освітлювальних установок - до 220 В; для ручних

світильників і ручного інструменту в приміщеннях особливо небезпечних - до 12 В, а в приміщеннях з підвищеною небезпечкою - до 36 В.

Індивідуальні особливості та стан організму людини впливає на наслідки ураження електричним струмом. Струм, викликаючий незначні відчуття у однієї людини, може бути невідпускоючим для іншої. Характер дії струму однієї величини залежить від маси людини, його фізичного розвитку та темпераменту. Для жінок порогові значення струму приблизно у півтора рази нижче, ніж для чоловіків. Ступінь дії струму залежить від стану організму. Так, у стані стомлення і сп'яніння люди значно більш чуттєві до дії струму. Установлено,

що фізично здорові люди переносять електричні удари, ніж хворі. Підвищене сприйняття до електричного струму мають люди, які страждають захворюваннями серця, шкіри, легких та нервами.

Фактори електричного характеру. Струм, який проходить крізь людину, є головним ушкоджуючим фактором при електротравмі. Різний за рівнем струм впливає по-різному на людину. Людина починає відчувати дію малого струму, який проходить крізь неї: 0,6-1,5 мА при змінному струмі, частота якого 50 Гц; 5-7 мА при постійному струмі. При збільшенні струму понад відчутний, у людини з'являються спазматичні скорочення м'язів та сильний біль у пальцях та

кистях рук. Руки важко, але ще можна відірвати від електродів (в експерименті). Цей струм — до 6-10 мА частотою 50 Гц - отримав назву відпускаючого (для постійного струму 30-40 мА).

Опір шкіри людини є змінною величиною, яка нелінійно залежить від багатьох факторів: її складу, щільності та площі контактів, значення прикладеної напруги, сили протікаючого струму і часу його дії. Найбільший опір чинить чиста суха непошкоджена шкіра. Збільшення площі і частоти контактів зі струмопровідними частинами знижує опір шкіри. З підвищенням прикладеної напруги опір шкіри також зменшується внаслідки пробою її верхнього шару.

Зростання сили струму або часу його протікання викликає більше нагрівання верхнього шару шкіри та інтенсивніше потовиділення у місцях

контакту, що теж зменшує електричний опір шкіри.

Найбільший електричний опір має верхній роговий шар шкіри, який не містить кровоносних судин.

Опір внутрішніх органів залежить, у цілому, від прикладеної напруги.

Оскільки опір тіла людини електричному струму є нелінійним та нестабільним і вести розрахунки з такими опорами складно, дійшли висновку, що опір тіла людини становить 1000 Ом.

Найбільш небезпечним для людини є струм із частотою 20 - 200 Гц. Зі зниженням і підвищенням частоти небезпека ураження зменшується та цілком зникає при частоті 450 - 500 кГц, хоча ці високочастотні струми зберігають небезпеку опіків.

Постійний струм, який проходить крізь тіло людини, порівняно зі змінним струмом з такими ж параметрами, викликає менш неприємні відчуття. Однак це справедливо лише для напруг до 300 В.

З подальшим підвищенням напруги небезпека постійного струму зростає і в інтервалі напруг 400-600 В практично дорівнює небезпеці змінного струму з частотою 50 Гц, а при нарузі понад 600 В постійний струм є значно небезпечнішим, ніж змінний. Різкі больові відчуття при підключенні під

постійну напругу виникають у момент вмикання і розмикання кола. Вони зумовлюються струмами перехідного процесу, які викликають судомне скорочення м'язів.

Фактори неелектричного характеру. Зростання тривалості протікання струму крізь людину збільшує тяжкість ураження за таких обставин: із зростанням часу протікання струму опір тіла зменшується (за рахунок зволоження шкіри від поту), струм підвищується, з часом вичерпуються захисні сили організму, які протидіють електричному струму. Встановлено залежність між допустимими для людини значеннями синусоїдального струму частотою 50 Гц і тривалістю дії цього струму (табл. 6.2).

Напрямок струму крізь людину суттєво впливає на наслідки ураження. Небезпечність ураження особливо велика, якщо струм, який проходить крізь

життєво важливі органи - серце, легені, головний мозок - впливає безпосередньо на всі органи. Якщо струм не проходить крізь ці органи, то його дія на них є тільки рефлекторною й імовірність ураження зменшується.

Шляхи струму по тілу людини називають "петлями" струму. Найчастіше трапляється петля "права рука — ноги". До випадків з тяжкими та смертельними наслідками призводять наступні петлі струму: "рука - рука" (40% випадків), "права рука - ноги" (20% випадків); "ліва рука - ноги" (17% випадків); "нога - нога" (80% випадків).

Найбільш небезпечні петлі струму - це "голова - руки", "голова - ноги", "рука — рука", а найнебезпечніший шлях - "нога — нога".

Таблиця 6.2

Допустимі для людини значення струму при різному часі його дії [10]

Час протікання струму через людину, с	Допустима сила струму, мА	Опір тіла людини, Ом	Напруга на людину, В
0,2	250	700	175
0,5	100	1000	100
0,7	75	1065	80
1	65	1150	75
30	6	3000	18
понад 30	1	6000	6

Індивідуальні особливості людини значно впливають на тяжкість ураження при електротравмах, наприклад, струм, що є невідпускаючим для одних людей, може бути пороговим для інших. Характер дії струму одних і тих самих параметрів залежить від маси людини і її фізичного розвитку. Для жінок порогове значення струму приблизно у 1,5 рази нижче, ніж для чоловіків. Ступінь впливу струму залежить від стану нервової системи, депресії, хвороби (особливо захворювань шкіри, серцево-судинної і нервової систем тощо).

Окрім того, помічено, що спляча людина значно чутливіша до протікаючого струму. Важливу роль відіграє і фактор уваги. Якщо людина підготовлена до електричного удару, то ступінь небезпеки різко зменшується, у

той час як несподіваний удар призводить до набагато тяжчих наслідків.

Фактори навколишнього середовища. Несприятливий вплив факторів навколишнього середовища на небезпечність ураження електричним струмом знайшов своє відображення в нормативних матеріалах. Виробничі приміщення за ступенем небезпеки ураження людей електричним струмом відповідно до ПУЕ і ГОСТу 12.1.013-78 поділяють на три категорії.

1) Приміщення без підвищеної небезпеки характеризуються нормальною вологістю та відсутністю пилу, наявністю неструмопровідної (ізольованої) підлоги. В них відсутні ознаки двох інших класів. У більшості випадків до приміщень без підвищеної небезпеки належать кабінети, зали, лабораторії, приладні ділянки машинобудівних заводів.

2) Приміщення з підвищеною небезпекою має одну з наступних ознак:

- підвищена температура (температура повітря тривалий час перевищує 35С або короткочасно перевищує 40°С незалежно від пори року і різноманітних теплових випромінювань);

- підвищена (понад 75%) відносна вологість повітря;

- наявність струмопровідного пилу (металевий, вугільний тощо) на обладнанні та провіднику;

- струмопровідна підлога (металева, земляна, залізобетонна, цегляна тощо);

- можливість одночасного доторкання людини до металоконструкції будівлі, яка не має сполучення з землею, та технологічного апарата або механізмів, з одного боку, і до металевих корпусів електрообладнання - з іншого.

До цієї групи приміщень належать складські неопалювані приміщення, механічні цехи та ділянки з нормальною температурою, вологістю, без виділення пилу, але зі струмопровідною підлогою.

3) Приміщення особливо небезпечні, які характеризуються наявністю однієї з таких ознак:

- особлива сирість (відносна вологість повітря близько 100%, коли стеля,

стіни, підлога та предмети в приміщенні вологі);

- хімічно активне середовище (приміщення, в яких постійно або тривало наявні пари або утворюються відкладення, що діють руйнівно на ізоляцію та струмопровідні частини електрообладнання);

- одночасна наявність двох або більше умов підвищеної небезпеки.

Внутрішні або зовнішні електроустановки, які експлуатуються на відкритому повітрі або під навісом, порівнюються до електроустановок в особливо небезпечних приміщеннях.

Види робіт за ступенем електробезпеки поділяються за тими самими ознаками на роботу без підвищеної небезпеки, підвищеної небезпеки та особливо небезпечну.

Клас приміщень за небезпечністю ураження струмом враховують при виборі допустимої напруги переносних світильників, яка в приміщенні без підвищеної небезпеки становить 42 В, з підвищеною небезпекою - 24 В, в особливо небезпечних - 12 В.

6.2. Аналіз небезпеки при торканні фазного проводу трифазної чотирипровідної мережі 380/220В з заземленою нейтраллю

Накреслимо схеми і визначимо напругу дотику ($U_{\text{дот}}$) та силу струму, що проходить через людину ($I_{\text{л}}$) для двох режимів роботи електроустановки: нормальному та аварійному (людина торкнулась до фазного провідника в момент, коли інший провідник

Покажемо, в яких випадках доторкання небезпечніше. 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.

В нормальному режимі рівняння для визначення напруги дотику має вигляд [10]:

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

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

А струм через людину

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

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

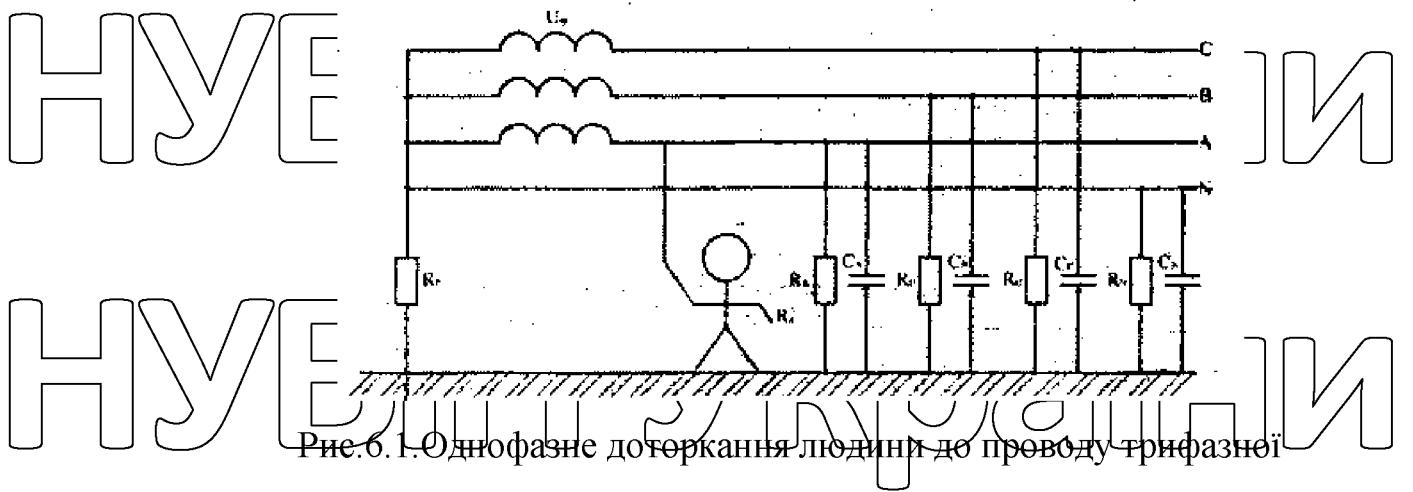


Рис.6.1. Однофазне доторкання людини до проводу трифазної чотирипровідної мережі з заземленою нейтраллю.

При аварійному 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:

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

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

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

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

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

Струм визначається за формулою:

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

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

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

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

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

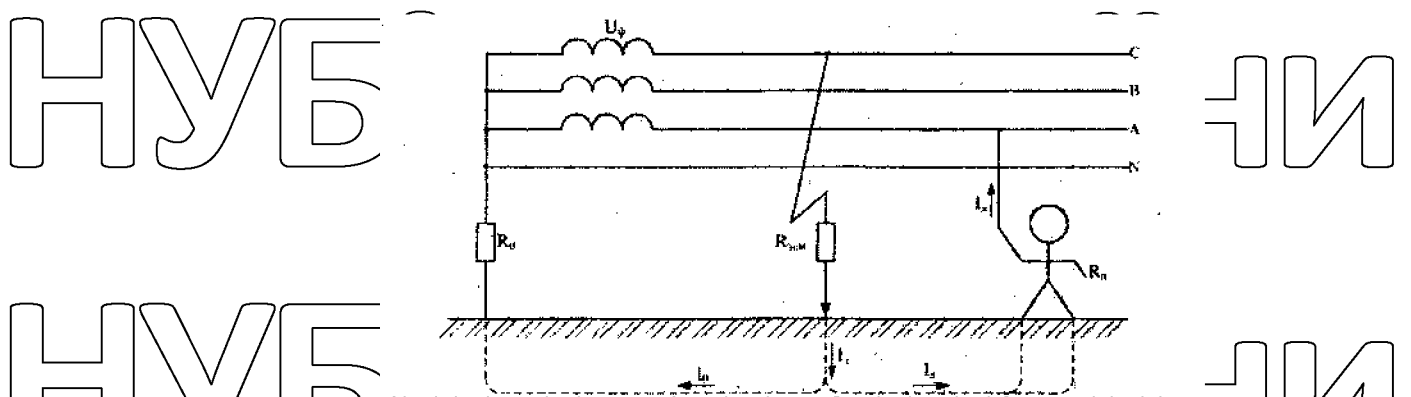


Рис. 6.2. Однофазний дотик людини до проводу трифазної чотирипровідної мережі з заземленою нейтраллю при аварійному режимі.

З розрахунків видно, що при аварійному режимі доторкання небезпечніше при найменшому $R_{\text{зам}} = 0,5 \text{ Ом}$, бо $I_{\text{дот}} = 0,426 \text{ А}$, $U_{\text{дот}} = 361,691 \text{ В}$, також

небезпечне доторкання при $R_{\text{зам}}=3 \text{ Ом}$, $I_{\text{дот}}=0,363 \text{ А}$, $U_{\text{дот}}=308,338 \text{ В}$.

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі обгрунтовано заходи для підвищення економічності роботи системи електроспоживання населеного пункту з господарчим двором.

Розраховані параметри електричної мережі 0,38 і 10 кВ.

Розраховано параметри релейного захисту лінії живлення господарства напругою 10 кВ на базі мікропроцесорних пристроїв захисту.

З метою підвищення ефективності електроспоживання застосовуємо компенсацію реактивної потужності на шинах 0,4 кВ ТП з двома трансформаторами по 630 кВА конденсаторною установкою потужністю 900 кВАр (10 ступенів по 90 кВАр). Це дозволить зменшити величину плати за

спожиту реактивну електроенергію на 86000 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 3-х місяців.

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 Група», 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 Група», 2014. – 526 с.

3. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі: ГКД 340.000.002-97.

- К.: Міненерго України, 1997.-54 с.

4. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок: Справочник/ Р.Н.Карякин. - М: Энергосервис, 2000.-373 с.

5. Корчемний М.О. Енергозбереження в агропромисловому комплексі/ М.О.Корчемний, В.С.Федорейко, В.П.Щербань. – Тернопіль: вид-во

«Підручники і посібники», 2001.-984 с.

6. Омельчук А.О. Енергозберігаючі режими в системах електропостачання: навч. посібник /А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2016. - 257 с.

7. Проектування систем електропостачання в АПК / С.О. Єрмолаєв, В.В.

Козирський, І. П. Радько та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009 – 568с.

8. 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.

9. Основи охорони праці: Навчальний посібник / За ред. Я.І. Бедрія. – 3-тє вид., переробл. і доп. – Львів: “Магнолія плюс”, видавць СГД ДФО В.М. Піча, 2004.-240 с.

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

11. <https://www.ztoe.com.ua/rsr.php>

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України