

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

УДК 621.316.1

ПОГОДЖЕНО

Директор ННІ енергетики,
автоматики і енергозбереження

Капдун В.В.

(підпис)

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

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

Козирський
В.В./

(підпис)

« »

2021 р.

« »

2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «Обґрунтування енергоощадних заходів в електричній мережі
районної трансформаторної підстанції»

Спеціальність 1401 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація дослідницька

Магістерська програма електричні мережі і системи

Програма підготовки освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Виконав

Грушин А.Ю.

(ПІБ)

(підпис)

Керівник магістерської роботи

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

Омельчук А.О.

(підпис)

(ПІБ)

Нормоконтроль

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

Петренко А.В.

(підпис)

(ПІБ)

Консультанти

Охорона праці, к.т.н., доцент

(розділ)

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Омельчук А.О.

(ПІБ)

Економічний розрахунок, к.т.н., доцент

(розділ)

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Волошин С.М.

(ПІБ)

Київ – 2021

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
НИІ 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

Грушину 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 «Обґрунтування енергоощадних заходів в електричній мережі районної трансформаторної підстанції»

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

Термін подання завершеної роботи на кафедру 21.11.15

(рік, місяць, число)

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

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

Аналіз параметрів та режиму роботи трансформаторної підстанції.

Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ.

Підвищення економичності роботи електричної мережі підстанції.

Компенсація реактивної потужності в електричній мережі підстанції.

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

Дата видачі завдання 1 лютого 2021 р.

Керівник магістерської роботи

Омельчук А.О.

(підпис)

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

(ПІБ)

Грушин А.Ю.

РЕФЕРАТ

НУБІП України

Магістерська робота складається зі вступу, шести розділів, висновків, списку використаних джерел з 11 найменувань. Обсяг роботи становить 70 сторінок, включаючи 14 рисунків і 8 таблиць.

НУБІП України

Актуальність теми обумовлена зміною режимів навантаження електричної мережі 10 кВ і самої підстанції 35/10 кВ, внаслідок розбудови споживачів та низькою економічністю роботи підстанції в системі електропостачання.

НУБІП України

Виконано реконструкцію підстанції шляхом збільшення потужності та впровадження енергоощадних заходів, що також збільшує пропускну здатність суміжної електричної мережі.

НУБІП України

Метою магістерської роботи є підвищення економічності роботи районної трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ шляхом запровадження енергоощадних заходів.

НУБІП України

Запропонована модернізація релейного захисту існуючих приєднань 10 кВ.

НУБІП України

Для підвищення економічності роботи підстанції 35/10 кВ запропоновано компенсацію реактивної потужності за допомогою регульованої конденсаторної установки 10 кВ, що також дозволить розвантажити підстанцію на 15...30 % в залежності від режиму навантаження протягом доби.

НУБІП України

Розглянуто оптимізацію режиму роботи досліджуваної трансформаторної підстанції з двома трансформаторами, що дає зниження технологічних витрат електроенергії від цього заходу.

НУБІП України

Зроблено аналіз підстанції напругою 35/10 кВ як об'єкту підвищеної небезпеки зі шкідливими для обслуговуючого персоналу факторами.

НУБІП України

Виконано розрахунок заземлюючого пристрою підстанції та її блискавкозахист.

НУБІП України

Ключові слова: втрати електроенергії, компенсація реактивної потужності, оптимізація режимів роботи підстанцій, релейний захист, заземлення.

НУБІП України

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ.....	8
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ ТА РЕЖИМУ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ.....	14
2.1. Аналіз навантаження трансформаторної підстанції 35/10 кВ.....	14
2.2. Визначення схеми електричних з'єднань підстанції.....	17
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 кВ.....	18
3.1. Розрахунок струмів короткого замикання.....	18
3.2. Розрахунок і вибір трансформаторів струму.....	21
3.3. Розрахунок струмів спрацювання мікропроцесорного пристрою РЗЛ-01.....	24
3.4. Розрахунок струмів плавких вставок запобіжників.....	26
3.5. Узгодження зворотно-залежних часо-струмових характеристик захисних пристроїв.....	27
РОЗДІЛ 4. ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПІДСТАНЦІ.....	33
4.1. Оптимізація режиму роботи трансформаторної підстанції.....	33
4.2. Дослідження режимів завантаження підстанції.....	38
4.3. Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах підстанції.....	41
4.4. Ефективність оптимізації режиму роботи підстанції.....	41
РОЗДІЛ 5. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ ПІДСТАНЦІ.....	45
5.1. Загальні положення щодо компенсації реактивної потужності в електричній мережі.....	45
5.2. Обґрунтування параметрів компенсуючих пристроїв в розподільчій мережі району.....	49
5.3. Оптимізація параметрів КУ в мережі 10 кВ підстанції.....	51

5.4. Техніко-економічні показники компенсації реактивної потужності... 56

РОЗДІЛ 6 ЗАХОДИ ЩОДО БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДСТАНЦІ

35/10 кВ..... 60

6.1. Розрахунок заземлюючого пристрою..... 60

6.2. Визначення напруги дотику..... 62

6.3. Заходи захисту від ураження електричним струмом..... 65

6.3.1. Перелік захисних заходів..... 65

6.3.2. Класифікація електроустановок щодо заходів електробезпеки.... 65

6.4. Пожежна безпека при експлуатації трансформатора 35/10 кВ..... 66

6.4.1. Причини утворення пожеж..... 66

6.4.2. Профілактичні заходи та засоби гасіння пожежі

трансформатора..... 67

ВИСНОВКИ..... 69

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... 70

Н

Н

Н

НУБІП І УКРАЇНИ

ВСТУП

В сучасних умовах розвитку промисловості і технічного прогресу у всіх галузях народного господарства зростає роль базової індустрії електроенергетики.

Характерною рисою сучасного суспільства являється значне зростання споживання електроенергії. У зв'язку з цим в найближчий час передбачається розвиток електричних мереж в сільській місцевості, більш високе споживання і освоєння нових систем, що забезпечують якість електроенергії і надійність електропостачання.

Всі заходи з підвищення надійності електропостачання розподіляються на дві групи: організаційно-технічні та технічні заходи.

До організаційно-технічних заходів відносять:

- Підвищення вимог до експлуатаційного персоналу;
- Рациональна організація поточних і капітальних ремонтів;
- Рациональна організація знаходження та усунення пошкоджень.

До технічних заходів відносять:

- підвищення надійності окремих елементів мережі;
- зменшення радіусу дії електричних мереж;
- застосування кабельних ліній;
- мережеве і місцеве резервування;
- автоматичне вимикання при аварійних режимах;
- підвищення пропускної здатності мереж шляхом реконструкції районних трансформаторних підстанцій.

У магістерській роботі розглядаються заходи щодо підвищення економічності роботи електричної мережі в районі підстанції Соболівка 35/10 кВ.

Згідно наказу Міненерго України з 02.05.2019 року компанія продовжило свою діяльність як Акціонерне Товариство "Вінницяобленерго". Обленерго здійснює ліцензовану діяльність з розподілу електроенергії на території Вінницької області, а також займається обслуговуванням:

- повітряних ліній 0,4-110 кВ, завдовжки 43,3 тис. км;
- кабельних ліній 0,4-35 кВ, завдовжки 1,58 тис.км.

Зона обслуговування становить 26,5 тис.кв.км.

В експлуатації перебуває 82 підстанції 110 кВ, 109 підстанцій 35 кВ, 10143 підстанцій 10/0,4 кВ загальною потужністю 4101,8 МВА.

До складу обленерго входять:- 8 районних електромереж.

Товариство обслуговує понад 770 тис. споживачів електричної енергії, в тому числі 1,38 тис. - промислових, 1,34 тис. - сільгоспспоживачів та 750 тис. побутових.

Актуальність теми обумовлена динамікою електричного навантаження в розподільчій мережі трансформаторної підстанції і, як наслідок, зростанням втрат електричної енергії. Це також вимагає збільшення пропускної здатності електричної мережі в районі підстанції.

Це потребує її реконструкції шляхом збільшення потужності та впровадження енергоощадних заходів, що також збільшує пропускну здатність суміжної електричної мережі.

Предметом магістерського дослідження є організаційні та технічні заходи щодо енергоощадності режимів роботи електричної мережі 10 кВ.

Об'єктом дослідження є процеси передачі і розподілу електроенергії в електричній мережі 10 кВ.

Метою магістерської роботи є забезпечення економічності роботи електричної мережі в районі трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ.

Для досягнення мети в роботі розв'язуються наступні задачі:

а) аналіз пропускної здатності досліджуваної підстанції та відхідних ліній 10 кВ;

б) аналіз добових графіків навантаження підстанції для оптимізації її режиму роботи;

г) підвищення економічності роботи мережі напругою 10 кВ шляхом компенсації реактивної потужності.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ

Даний район електропостачання та районна трансформаторна підстанція 35/10 “Соколівка” знаходиться в Вінницькій обл. і забезпечують електропостачання комунально-побутових та виробничих споживачів I та II та III категорії надійності. В досліджуваній електричній мережі розміщено 90 трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ.

Трансформаторна підстанція “Соколівка” отримує електроенергію від трансформаторної підстанції 35/10 кВ “Глубочок” по лінії 35 кВ довжиною 14 км. Від підстанції 35/10 “Соколівка” відходить 5 ліній 10 кВ. Електрична мережа ліній 10 кВ характеризується великою розгалуженістю і великою довжиною. Потужність споживачів знаходиться в межах від 7 до 350 кВт.

Розподільча система ліній 10 кВ взаєморезервована з лініями 10 кВ інших районних трансформаторних підстанцій. Зона електропостачання знаходиться у II кліматичному районі по ожеледі і вітру, що відповідає товщині стінки ожеледі 10 мм і швидкісному напору вітру 40 дсм/м², кількість грозових годин за рік 40, середньорічна температура +3,2 С°, макс. температура + 37 С°.

Сумарна протяжність повітряних ліній 10 кВ становить 119 км. Вони виконані проводом АС перерізом 25-95 мм². ПЛЛ 10 кВ виконані на залізобетонних опорах за типовим проектом З 407.1-143 (одностоякові опори) та проектом повторного застосування арх.№40П.05-ПЛ (складні опори без фундаментних плит).

Аналіз електричних навантажень проводимо на ПЕОМ на основі програми "Електричний розрахунок мереж 6-10-20 кВ" Укрсільенергопроекту.

Розрахункові активні (реактивні) денні і вечірні навантаження на ділянках ліній 10 кВ, на шинах відповідної підстанції визначається на ЕОМ за формулами:

$$P = \sum P_i + \sqrt{\sum (\beta \sigma_{pi})^2}, \quad (1.1)$$

$$Q = \sum Q_i + \sqrt{\sum (\beta \sigma_{qi})^2}, \quad (1.2)$$

де \bar{P}_i , \bar{Q}_i – середні значення (математичне очікування) денного чи вечірнього навантаження на i -тій ділянці лінії, кВт, квар;

σ_{P_i} , σ_{Q_i} – середнє квадратичне відхилення навантаження кВт, квар;

β – коефіцієнт надійності розрахунку, при ймовірності 0,975 $\beta = 2$.

Добові та сезонні зміни навантажень при додаванні враховуються режимними показниками. Режимні показники навантажень для споживачів, приведених в [3] (математичне очікування максимального активного і реактивного навантаження, їх середнє квадратичне відхилення, коефіцієнти денного та вечірнього максимумів, коефіцієнти сезонності та ін.) є постійними.

При розрахунку мереж 10 кВ розрахункові навантаження визначаються виходячи із існуючих завантажень трансформаторів підстанцій і навантажень нових споживачів, які потребують встановлення нових ТП.

Розрахункові навантаження існуючих підстанцій 10/0,4 кВ на розрахунковий рік визначаються за формулою:

$$P_p = P_m \cdot K_n, \quad (1.3)$$

де P_m – існуюче навантаження на ТП, кВт;

K_n – коефіцієнт зростання навантаження.

На 10-й розрахунковий рік:

$K_n = 1,8$ – для комунально-побутових споживачів, $K_n = 2,1$ для виробничих споживачів, $K_n = 2,0$ – для змішаних споживачів.

Існуючі навантаження ТП визначаються за даними вимірів максимальної потужності, або по річному споживанню електроенергії, а при відсутності цих даних – за замірами максимального навантаження лінії 10 кВ [3].

Для розрахунку мереж 10 кВ навантаження існуючих підстанцій 10/0,4 кВ кодуються у відповідності з табл. 1.1 [3].

Таблиця 1.1

Позначення характеру навантаження

Характер навантаження	Код
Комунально-побутове	2
Виробниче	1
Змішане:	
- переважно побутове	7
- переважно виробниче	8

НУБІП України

Таблиця 1.2
Розрахункове навантаження ТП 10/0,4 кВ

№ТП	Код навантаження	Максимальне навантаження P _{нр} , кВт	Коефіцієнт зростання навантаження	Потужність трансформатора S _т , кВА	Розрахункове навантаження P _р , кВт	Денний максимум, P _{до} , кВт	Вечірній максимум P _{вв} , кВт	Назва лінії
1	2	3	4	5	6	7	8	9
419	2	18.0	1.8	25	32.5	12.9	32.49	Л
286	2	18.0	1.8	25	32.5	12.9	32.49	П
277	2	18.0	1.8	25	32.5	12.9	32.49	Н
185	1	66.6	2.1	160	139.8	139.8	83.9	І
186	1	106.6	2.1	160	223.8	223.8	134.3	Я
197	1	106.6	2.1	160	223.8	223.8	134.3	№
188	1	106.6	2.1	160	223.8	223.8	134.3	1
189	1	247.6	2.1	400	519.9	519.9	311.9	
190	7	70.0	2.0	100	140	140	140	
191	1	66.6	2.1	100	139.8	139.8	83.9	
192	8	70.0	2.0	100	140	140	140	
383	1	106.6	2.1	160	223.8	223.8	134.3	
361	1	166.6	2.1	250	349.8	349.8	209.9	
221	1	247.6	2.1	400	519.9	519.9	311.9	
195	1	66.6	2.101	100	139.8	139.8	83.9	
390	7	70	2.001	100	140	140	140	
193	1	66.6	2.101	100	139.8	139.8	83.9	
275	2	45.5	1.801	63	81	32.4	81	

Продовження табл. 1.2

173	2	45.5	1.801	63	81	32.4	81	
174	1	166	2.101	250	349.8	349.8	209.9	
324	1	106.6	2.101	160	223.8	223.8	134.3	
175	2	45.5	1.801	63	81	32.4	81	
187	2	45.5	1.801	63	81	32.4	81	
177	1	106.6	2.101	160	223.8	223.8	134.3	Л
176	1	106.6	2.101	160	223.8	223.8	134.3	І
429	2	72.2	1.801	100	129.9	51.9	129.9	Н
178	2	72.2	1.801	100	129.9	51.9	129.9	І
350	8	112	2.001	160	224	224	224	Я
179	1	26.6	2.101	40	55.8	55.8	33.5	№
180A	1	247.6	2.101	400	519.9	519.9	311.9	2
274	1	128	2.101	320	268.8	268.8	161.2	
420	1	106.6	2.101	160	223.8	223.8	134.3	
181	7	70	2.001	100	140	140	140	
182	8	70	2.001	100	140	140	140	
183	8	70	2.001	100	140	140	140	
276	2	28.8	1.801	40	51.84	20.7	51.84	
290	1	166.6	2.101	250	349.8	349.8	209.9	Л
296	1	42.0	2.101	63	88.2	88.2	52.9	І
180	1	247.0	2.101	400	519.9	519.9	311.9	Н
297	1	42.0	2.101	63	88.2	88.2	52.9	І
298	1	42.0	2.101	63	88.2	88.2	52.9	Я
299	1	42	2.101	63	88.2	88.2	52.9	№
335	2	45.5	1.801	63	81	32.4	81	3
170	1	64	2.101	160	134.4	134.4	80.6	
336	2	45.5	1.801	63	81	32.4	81	
337A	2	45.5	1.801	63	81	32.4	81	
403A	1	64	2.101	160	134.4	134.4	80.64	
172	2	45	1.801	63	81	32.4	81	

НУБІП України

Продовження табл. 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
156	1	64.00	2.101	160	134.4	134.4	80.64	
201	1	166.60	2.101	250	349.8	349.8	209.916	
155	1	64.00	2.101	160	134.4	134.4	80.64	
423	7	112.00	2.001	160	224	224	224	
158	1	166.60	2.101	250	349.8	349.8	209.9	Л
211	1	166.60	2.101	250	349.8	349.8	209.9	І
159	8	70.00	2.001	100	140	140	140	Н
165	2	45.50	1.801	63	81	32.4	81	І
160	1	64.00	2.101	160	134.4	134.4	80.64	Я
451	1	63.00	2.101	160	132.3	132.3	79.38	№
370	1	166.00	2.101	250	349.8	349.8	209.9	4
162	1	63.00	2.101	160	132.3	132.3	79.38	
403	1	63.00	2.101	160	132.3	132.3	79.38	
337	2	45.50	1.801	63	81	32.4	81	
163	2	45.50	1.801	63	81	32.4	81	
300	1	63.00	2.101	160	132.3	132.3	79.38	
302	2	45.50	1.801	63	81	81	81	
433	1	166.60	2.101	250	349.8	349.8	209.9	
167	1	166.60	2.101	250	349.8	349.8	209.9	
164	8	70.00	2.001	100	140	140	140	
196	8	70.00	2.001	100	140	140	140	
293	1	166.60	2.101	250	349.8	349.8	209.9	
198	2	72.20	1.801	100	129.9	51.98	129.9	
385	7	70.00	2.001	100	140	140	140	
386	2	18.00	1.801	25	32.4	12.9	32.4	Л
409	1	247.60	2.101	400	519.9	519.9	311.9	І
400	7	70.00	2.001	100	140	140	140	Н
87	2	45.50	1.801	63	81	32.4	81	І
88	2	45.50	1.801	63	81	32.4	81	Я
438	2	45.50	1.801	63	81	32.4	81	№
85	1	106.60	2.101	160	223.8	223.8	134.3	5
86	8	70.0	2.001	100	140	140	140	
442	2	36.1	1.801	50	64.9	25.9	64.98	
83	7	70.0	2.001	100	140	140	140	
84	2	45.5	1.801	63	81	32.4	81	

Продовження табл. 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
79	1	106.6	2.101	160	223.8	223.8	134.3	
217	1	166.60	2.101	250	349.8	349.86	209.916	
80	2	45.50	1.801	63	81	32.4	81	
440	1	66.60	2.101	100	139.96	139.96	83.991	
435	1	66.60	2.101	100	139.96	139.96	83.991	
82	2	28.80	1.801	40	51.84	20.736	51.84	
81	2	36.10	1.801	50	64.98	64.98	64.98	

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ ТА РЕЖИМУ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

2.1. Аналіз навантаження трансформаторної підстанції 35/10 кВ

Розрахунок активного навантаження на шинях 10 кВ РТП виконується шляхом сумування навантажень окремих ліній 10 кВ з урахуванням коефіцієнту одночасності.

Програма розрахунків на ПЕОМ складена таким чином, що при отриманні активного навантаження кожної з ліній враховується більший з денного, чи вечірнього максимумів.

Таблиця 2.1

Розрахункові активні навантаження ліній 10 кВ

Назва лінії	Розрахункове активне навантаження, кВт
Лінія № 1	2552,5
Лінія № 2	1947,3
Лінія № 3	1194,3
Лінія № 4	2456,1
Лінія № 5	1913,7

Коефіцієнт одночасності для складання електричних навантажень в мережі 10 кВ $K_0 = 0,65$ [3]. Тоді загальне навантаження на шинях визначимо за формулою:

$$\Sigma P = K_0 (P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5), \quad (2.1)$$

$$\Sigma P = 0,65 (2552,5 + 1947,3 + 1194,3 + 2456,1 + 1913,7) = 6138 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункове повне навантаження для вибору трансформатора з урахуванням витрат потужності на транспортування електроенергії:

$$S_p = \sum P / \cos \varphi, \quad (2.2)$$

$$S_p = 6137 / 0,76 = 8176 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Підрахувавши навантаження з десятирічною перспективою розвитку на існуючих мережах одержано розрахункову потужність на шинах 10 кВ трансформаторної підстанції, яка становить 8176 кВ·А.

Існуюча підстанція з двома трансформаторами потужністю 2500 кВ·А не зможе передати необхідну кількість електроенергії, в зв'язку з дефіцитом потужності. Тому приймаємо рішення про збільшення потужності на РТП, а також заміну обладнання, яке не відповідає повним розрахунковим умовам.

Вихідні дані для розробки проекту реконструкції трансформаторної підстанції:

- розрахункова потужність на шинах 10 кВ трансформаторної підстанції на кінець розрахункового року становить 8176 кВ·А;
- число вихідних від РТП ліній 10 кВ – 5;
- трансформаторна підстанція розміщена в центрі навантаження;
- наявність споживачів I та II категорії по надійності електропостачання;
- можливість резервування від сусідніх районних підстанцій за допомогою пунктів автоматичного вмикання резерву;
- трансформаторна підстанція знаходиться на великій відстані від магістралі ПЛ 35 кВ.

Після вивчення цих даних приходимо до висновку, що в будівництві ще однієї трансформаторної підстанції не має необхідності і економічно не вигідно. Потрібно зробити реконструкцію підстанції, що приведе до менших капіталовкладень.

Виходячи з умов надійності, економічності, маневреності, зручності експлуатації, пристосування до проведення ремонтів, а також з урахуванням перспективи розвитку споживачів і вводу нових потужностей вибираємо два трансформатора ТМН-4000/35 [4].

Коефіцієнт використання потужності та резерву установки

$$K_{\text{вик}} = S_{\text{м}} / S_{\text{уст}} = 8176 / 12600 = 0,65,$$

$$K_{\text{рез}} = S_{\text{уст}} / S_{\text{м}} = 12600 / 8176 = 1,54.$$

Отже, навантаження відповідає номінальній потужності установки.

Втрати електроенергії у трансформаторах визначаються із виразу:

$$\Delta W = \sum [U (\Delta P_{\text{хх}} + K \Delta q_c) + 1/\eta (\Delta P_{\text{к.з.}} + K \Delta q_n) \cdot (S/S_n)^2] \cdot T. \quad (2.3)$$

де n – кількість працюючих трансформаторів,

γ – величина економічного еквіваленту, що враховує витрату активної

потужності на передачу реактивної потужності, $\gamma = 0,12$;

$\Delta P_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{к.з.}}$ – із паспортних даних трансформатора;

S/S_n – відповідно потужність, що змінюється по графіку, і номінальна потужність;

Δq_c – втрати реактивної потужності на намагнічування, кВАр;

Δq_n – втрати реактивної потужності на розсіювання, кВАр.

Реактивну потужність на намагнічування визначаємо за формулою:

$$\Delta q_c = i_{\text{хх}} \cdot S_n / 100 = 0,9 \cdot 4000 / 100 = 36 \text{ кВАр.}$$

Реактивну потужність на розсіювання визначаємо за формулою:

$$\Delta q_n = U_{\text{к.з.}} \cdot S_n / 100 = 7,5 \cdot 4000 / 100 = 300 \text{ кВАр.}$$

Сумарні втрати з урахуванням у сталі ΔP_c та сумарні втрати з урахуванням

втрат у міді $\Delta P_{\text{пер}}$, визначаємо за формулою:

$$\Delta P_c = \Delta P_{\text{хх}} + K \Delta q_c, \text{ кВт.} \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{\text{пер}} = \Delta P_{\text{к.з.}} + K \Delta q_n, \text{ кВт.} \quad (2.5)$$

$$\Delta P_c = 5,6 + 0,12 \cdot 36 = 9,92 \text{ кВт.}$$

$$\Delta P_{\text{пер}} = 33,5 + 0,12 \cdot 300 = 69,5 \text{ кВт.}$$

Протягом сезону навантаження трансформаторів змінюється.

2.2. Визначення схеми електричних з'єднань підстанції

Схема реконструйованої підстанції повинна відповідати таким вимогам:

- маневреності і зручності експлуатації, тобто схема повинна бути пристосована для створення необхідних експлуатаційних режимів і проведення оперативних перемикань;

- пристосованості до проведення ремонтів, яка оцінюється частотою і середньою тривалістю відключення споживачів для ремонту обладнання;

- надійності, тобто забезпечувала б безперебійне електропостачання споживачів електроенергії нормованої якості;

- економічності, тобто всі вимоги пред'явлені до схем, повинні бути виконані найменшими можливими витратами трудових та матеріальних ресурсів;

- безпечності обслуговування, тобто схема повинна бути простою і наглядною.

Схема електричних з'єднань реконструйованої підстанції з двома силовими трансформаторами, секціонуючими вимикачами на стороні 35 кВ та на стороні 10 кВ відповідає наведеним вище вимогам. Підстанція живиться по двох повітряних лініях 35 кВ: від ПС 35/10 кВ "Глубочок" та від ПС 35/10 "Губник". Секційний вимикач 35 кВ РТП "Соколівка" в нормальному робочому режимі розімкнутий.

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 КВ

НУБІП України

3.1. Розрахунок струмів короткого замикання

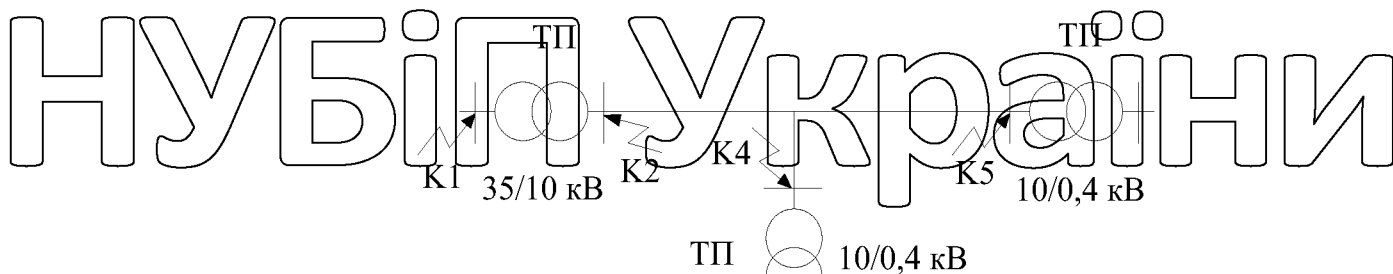


Рис.3.1. Електрична схема мережі

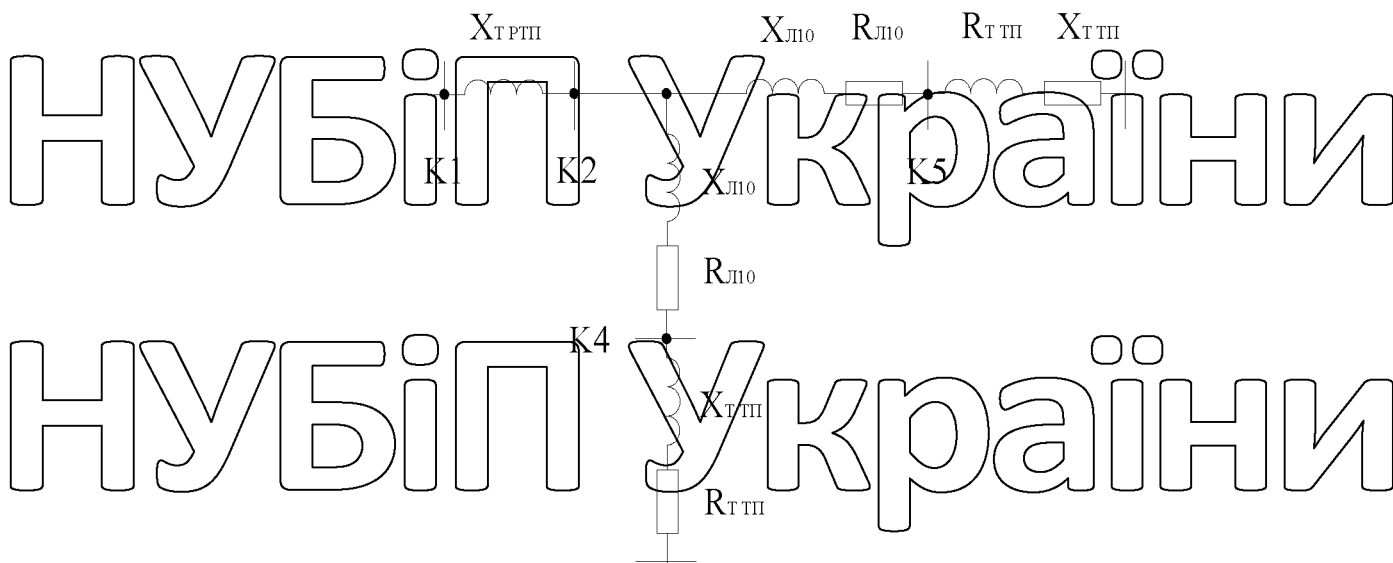


Рис.3.2. Електрична схема заміщення мережі

Вихідними даними до розрахунку є:

$S_6=100$ – базисна потужність, МВА; $U_{кз\ 35}=16,5$ – напруга короткого

замикання силового трансформатора районної трансформаторної підстанції, %;

$N=1$ – кількість силових трансформаторів на ТП, шт; $X_{010}=0,4$ – питомий

індуктивний опір проводу лінії 10 кВ, Ом/км; $S_{нр\ ТП}=1600$ – номінальна

потужність силового трансформатора РТП, кВА; $R_{010}=0,77$ та $0,42$ – питомий

НУБІП України

активний опір проводу лінії 10 кВ, Ом/км.

Розрахунок опорів елементів схеми заміщення:

-індуктивний опір силових трансформаторів на ТТТ 35/10 кВ: —

$$Z_{\text{тртп}} = X_{\text{тртп}} = U_{\text{кз}} \frac{S_6}{100 S_{\text{нртп}} N};$$

$$Z_{\text{тр.тп}} = X_{\text{тртп}} = 16,5 \frac{100}{100 \cdot 1600 \cdot 1} = 10,31 \text{ Ом}$$

-опір джерела живлення по потужності к. з. на шинах:

$$Z_{\text{тр.}} = \frac{U_{\text{ш}}^2}{S_{\text{кз}}}, S_{\text{кз}} = \frac{U_{\text{ш}}^2}{Z_{\text{тр}}} = \frac{35^2}{10,31} = 118,8 \text{ МВА};$$

-опір системи - $X_c = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}}$, $X_c = \frac{100}{118,8} = 0,84 \text{ Ом}$

індуктивний опір лінії живлення 10 кВ: $X_{\text{л10}} = X_{\text{о10}} L_{\text{л10}} \frac{S_6}{U_{\text{л10}}^2}$

$$X_{4/10} = 0,4 \cdot (2,9 + 0,3) \cdot \frac{100}{10^2} = 12,43 \text{ Ом}$$

$$X_{5/10} = 0,4 \cdot (2,9 + 10,1 + 0,5) \cdot \frac{100}{10^2} = 16,55 \text{ Ом}$$

-активний опір лінії живлення 10 кВ: $R_{\text{л10}} = R_{\text{о10}} L_{\text{л10}} \frac{S_6}{U_{\text{л10}}^2}$

$$R_{4/10} = (0,42 \cdot 2,9 + 0,77 \cdot 0,3) \cdot \frac{100}{10^2} = 1,45 \text{ Ом}$$

$$R_{5/10} = (0,42 \cdot 2,9 + 0,77 \cdot 10,6) \cdot \frac{100}{10^2} = 9,38 \text{ Ом}.$$

Розрахункові вирази відповідно до точок К1, К2 та К4 та К5 представлено в

табл.3.1.

Таблиця 3.1

Розрахункові вирази для обчислення струмів короткого замикання

Точка схеми	Опір до розрахункової точки	Базисний струм	Трифазний струм к.з.	Ударний струм к.з.	Двофазний струм к.з.	Діюче значення ударного струму к.з.
K1	$Z_1 = X_{K1} = X_C$	$I_{635} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{35}}$	$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{635}}{Z_{K1}}$			
K2	$Z_2 = X_{K2} = X_{K2} + X_{T1}$		$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{610}}{Z_{K2}}$	$i_y = \sqrt{2} K_y I_{K3}^{(K3)}$ $K_y = 1,5$	$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)}$	$I_y = I_{K3}^{(3)} \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}$
K4	$X_{K4} = X_{K2} + X_{4/10}$ $R_{K4} = R_{4/10}$ $Z_{K4} = \sqrt{X_{K4}^2 + R_{K4}^2}$	$I_{610} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{10}}$	$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{610}}{Z_{K4}}$			
K5	$X_{K5} = X_{K2} + X_{5/10}$ $R_{K5} = R_{5/10}$ $Z_{K5} = \sqrt{X_{K5}^2 + R_{K5}^2}$		$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{610}}{Z_{K5}}$			

Таблиця 3.2

Розраховані значення струмів короткого замикання

Точка схеми	Опір до розрахункової точки	Базисний струм	Трифазний струм к.з.	Ударний струм к.з.	Двофазний струм к.з.	Діюче значення ударного струму к.з.
K1	$X_{K1} = Z_{K1} = 0,84 \text{ Ом}$	$I_{635} = 1650 \text{ А}$	$I_{K3}^{(3)} = 1964 \text{ А}$	$i_y = 4154 \text{ А}$	$I_{K3}^{(2)} = 1699 \text{ А}$	$I_y = 2400 \text{ А}$
K2	$X_{K2} = Z_{K2} = 11,15 \text{ Ом}$		$I_{K3}^{(3)} = 518 \text{ А}$	$i_y = 1098 \text{ А}$	$I_{K3}^{(2)} = 448 \text{ А}$	$I_y = 634 \text{ А}$
K4	$X_{K4} = 12,43 \text{ Ом}$ $R_{K4} = 1,45 \text{ Ом}, Z_{K4} = 12,5 \text{ Ом}$	$I_{610} = 5774 \text{ А}$	$I_{K3}^{(3)} = 461 \text{ А}$	$i_y = 979 \text{ А}$	$I_{K3}^{(2)} = 400 \text{ А}$	$I_y = 565 \text{ А}$
K5	$X_{K5} = 16,55 \text{ Ом}$ $R_{K5} = 9,38 \text{ Ом}, Z_{K5} = 19,02 \text{ Ом}$		$I_{K3}^{(3)} = 303 \text{ А}$	$i_y = 644 \text{ А}$	$I_{K3}^{(2)} = 263 \text{ А}$	$I_y = 372 \text{ А}$

3.2. Розрахунок і вибір трансформаторів струму

Таблиця 3.3

Вибір трансформаторів струму

Параметри трансформаторів струму	Умови вибору
Номинальна напруга, кВ	$U_{HT} > U_H$
Номинальний первинний струм, А	$I_{H1} > I_{P.MAX}$
Номинальний вторинний струм, кА	$I_{H2} = 5A$
Клас точності	(*) 0,5
Номинальна вторинна потужність	$S_{H2} > S_2$
Кратність струму:	
термічної стійкості $K_T = \frac{I_t}{I_{H1}}$	$(K_T \cdot I_{H1})^2 > (I_{K3}^{(3)})^2 \cdot t_k$
динамічної стійкості $K_D = \frac{I_{max}}{(\sqrt{2}) \cdot I_{H1}}$	$\sqrt{2} \cdot I_{H1} \cdot K_D > i_{уд}$

(*) – у відповідності з приєднувальними приладами; I_t – струм термічної стійкості трансформаторів струму, А; I_{max} – струм динамічної стійкості трансформаторів струму, А.

Для вибору трансформаторів струму знаходять максимальний робочий струм для вводу лінії 10 кВ за формулою:

$$I_{P.MAX} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1513}{1,73 \cdot 10} = 87,45 \text{ A,}$$

де S_P – розрахункова потужність лінії 10 кВ, кВА.

$$S_P = S_{MAX} + 0,9 \sum S_{TP} = 250 + 0,9 \cdot (250 \cdot 2 + 160 \cdot 4 + 100 \cdot 2 + 63) = 1513 \text{ кВА}$$

Вибрані ТС необхідно перевірити на 10 % похибку.

Перевірка ТС на 10 % похибку може здійснюватися 4-способами:

по кривих припустимої кратності - КПК:

- по паспортних даних;
- по дійсній (фактичній) ВАХ;
- по типовій кривій намагнічування сталі - КН.

Таблиця 3.4

Порівняння характеристик трансформаторів струму

Параметри трансформаторів струму	Умови вибору Паспортні дані	Розрахункові дані
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний первинний струм, А	100	49,8
Номінальний вторинний струм, А	5	5
Клас точності	Р	Р
Номінальна вторинна потужність	10	2,5
Кратність струму:		
термічної стійкості	$K_T = \frac{I_1}{I_{H1}}$	$(90 \cdot 0,15)^2 = 182$
динамічної стійкості	$K_D = \frac{I_{max}}{(\sqrt{2}) I_{H1}}$	$\sqrt{2} \cdot 0,15 \cdot 250 = 53$

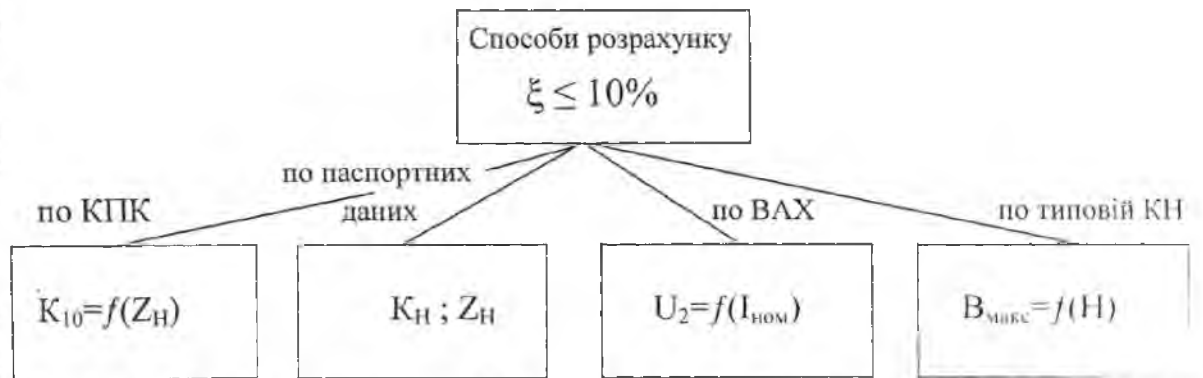


Рис.3.3. Способи розрахунку $\xi \leq 10\%$.

НУВБІП УКРАЇНИ

Для правильного і надійного функціонування релейного захисту ЛЕП-10 кВ необхідно визначити струм КЗ., при якому $\xi < 10\%$

- для струмової відсічки і МСЗ з незалежною характеристикою

$$I_{1 \text{ розр}} = 1,1 \cdot I_{сз}$$

де 1,1 - коефіцієнт, що враховує збільшення кратності I_1 порівняно з I_2 із-за 10% похибки ТС.

- для МСЗ з залежними (інверсними) характеристиками

$$I_{1 \text{ розр}} = 1,1 \cdot I_{согл}$$

$I_{согл}$ - відповідає первинному струму КЗ., при якому проводиться узгодження по часу попереднього та наступного захистів.

- для сучасних серій мікропроцесорних пристроїв, що працюють з залежними характеристиками

НУВБІП УКРАЇНИ

$$I_{1 \text{ розр}} = I_{1к \text{ макс}}$$

- для дифзахистів силових трансформаторів і ПЛ-110 кВ

$$I_{1 \text{ розр}} = I_{\text{макс КЗ}}$$

Проведемо розрахункову перевірку ТС типу ТПЛ-10 з обмоткою класу Р і $кТ = 100/5$ по паспортних даних.

За наведеною схемою (рис.3.3) вихідні дані для ТПЛ-10: $K_n = 13$; $Z_n = 0,6 \text{ Ом}$;

$$Z_2 = 0,22 \text{ Ом}; Z_n \text{ факт. розр.} = 0,31 \text{ Ом}; I_{1 \text{ розр}} = I_{к \text{ макс}} = 1098 \text{ А}$$

За методом КПК знаходимо коефіцієнт K_{10}

НУВБІП УКРАЇНИ

$$K_{10} = \frac{I_{1 \text{ розр}}}{I_{1 \text{ ном}}} = \frac{1098}{100} = 11$$

Допустиме значення кратності

$$K_{10 \text{ доп}} = K_n \frac{Z_2 + Z_n}{Z_2 + Z_n \text{ ф. розр.}}$$

НУВБІП УКРАЇНИ

$$K_{10 \text{ доп}} = 13 \frac{0,22 + 0,6}{0,22 + 0,31} = 20$$

При відомих параметрах ППІ-10 і $I_{1\text{ розр}}$ можемо визначати фактичне значення навантаження:

$$Z_{н\text{ ф розр}} \leq K_n \frac{Z_2 + Z_n}{K_{10}} - Z_2$$

$$Z_{н\text{ ф розр}} \leq 13 \frac{0,22 + 0,6}{11} - 0,22 \leq 0,79$$

$$Z_{н\text{ ф розр}} \leq 0,79$$

І вже це значення задається наладчикам РЗА. В ряді випадків виникає потреба зменшення повної похибки ξ : за рахунок зменшення опору вторинної обмотки (мікропроцесорні пристрої РЗА мають опір менше, ніж електромеханічні) або заміни ТС.

В практиці досить часто виникає потреба розрахункової перевірки ТС по фактичній ВАХ. Значення повної похибки при цьому визначається за формулою

$$\xi = \frac{I_{\text{нам}}}{I_{2\text{ розр}}}$$

де $I_{\text{нам}}$ – струм намагнічування, який визначається по ВАХ на підставі значення U_2 РОЗР:

$$I_{2\text{ розр}} = \frac{I_{1\text{ розр}}}{K_T} = \frac{1098}{10} = 54,9 \text{ A}$$

$$U_{2\text{ розр}} = I_{2\text{ розр}} \cdot (Z_2 + Z_{н\text{ ф розр}}) = 54,9 * 0,53 = 29,1 \text{ B}$$

3.3. Розрахунок струмів спрацювання мікропроцесорного пристрою РЗЛ-01

Струм спрацювання МСЗ вибирається за 3 умовами:

не спрацювання РЗ при струмах після аварійних перевантажень; тобто після відключення к.з. на попередньому елементі;

узгодження чутливості РЗ наступного і попереднього елементів;

забезпечення чутливості при к.з. в кінці захисного елемента (основної зони) і в кінці кожного із попередніх елементів (зони дальнього резервування).

По першій умові струм спрацювання РЗ-3 визначається за формулою

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{с.з.п.}}{K_p} \cdot I_{роб.мах} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,96} \cdot 87,45 = 120,2 \text{ А}$$

K_n - коефіцієнт надійності не спрацювання РЗ;

$K_{с.з.п.}$ - коефіцієнт самозапуску навантаження, який враховує збільшення робочого струму за рахунок одночасного самозапуску всіх електродвигунів, що затормозилися внаслідок зниження напруги під час к.з.;

K_p - коефіцієнт повернення ("возврата") максимального реле струму.

Для мікропроцесорних реле рекомендують $K_n = 1,1$; $K_p = 0,96$; $K_{с.з.п.} = 1,1$ -

1,3.
Для статичних реле серії РС $K_n = 1,15$; $K_p = 0,90$.

$I_{роб.мах.}$ визначається з врахуванням допустимого перевантаження:

для трансформаторів 10/0,4 кВ потужністю до 630 кВА тривале перевантаження допускається в межах 1,6... 1,8 рази;

для трансформаторів 110/10 кВ потужністю до 10000 кВА тривале перевантаження не перевищує 1,4... 1,6;

для кабельних мереж напругою > 10 кВ перевантаження взагалі не допускається.

За умовами узгодження чутливості РЗ послідовного і попередніх елементів струм спрацювання наступного захисту визначається за формулою:

$$I_{сз.наст} \geq \frac{K_{нс.}}{K_p} \cdot \left[\sum_{i=1}^n I_{сз.попер.мах}(n) + \sum_{i=1}^{N-n} I_{роб.мах}(N-n) \right]$$

де $K_{нс.}$ - коефіцієнт надійності узгодження. Для мікроелектронних і мікропроцесорних реле: $K_{нс.} \leq 1,3 \dots 1,4$

K_p - коефіцієнт струморозподілу, для схем з радіальним одностороннім живленням: $K_p = 1$

Найбільш важкі умови узгодження чутливості МСЗ складаються для приєднань 10 кВ, коли кожне з приєднань має різнотипні пристрої або різнотипні часо-струмові характеристики (в т.ч. і запобіжники).

Після розрахунків $I_{сз.}$ вибираємо найбільше значення і вже за його

значенням визначаємо струм спрацювання реле (уставку по струму):

$$I_{cp} = \frac{K_{cx}}{K_T} \cdot I_{cz} = \frac{120,2}{20} = 6,01 \text{ A}$$

K_{cx} - коефіцієнт схеми. При схемі включення реле на фазні струми (повна або не повна зірка) $K_{cx} = 1$;

K_T - коефіцієнт трансформації ТС.

Оцінка ефективності РЗ здійснюється з допомогою коефіцієнта чутливості:

$$K_{чутл} = \frac{I_{p \text{ мін}}}{I_{cp}} \geq 1,5$$

$I_{p \text{ мін}}$ - мінімальне значення струму в реле (пристрої РЗ) при найменш припадних умовах, А

При захисті ЛЕП-10 слід мінімальне значення струму розраховувати при двофазному к.з.

Для захисту трансформаторів зі схемами з'єднання обмоток Y/Δ-11

(Y/Δ) для 2х релевної схеми - $I_{p \text{ мін}} = 0,5 \cdot I_{2к}$ [2 I >];

3х релевної схеми - $I_{p \text{ мін}} = I_{2к}$ [3 I >]

Для ЛЕП - 10 кВ з включенням мікропроцесорних пристроїв РЗА на фазні струми (схема повної і не повної зірки)

$$K_{чутл} = \frac{I_{к \text{ мін}}}{I_{cz}} = \frac{448}{120,2} = 3,73 \geq 1,5$$

Підвищення чутливості МСЗ ЛЕП - 10 кВ можна здійснити шляхом:

зменшення струму спрацювання і застосування мікропроцесорних пристроїв з коефіцієнтами $K_n = 1,1$; $K_v = 0,96$.

збільшенням струму $I_{к \text{ мін}}$ шляхом зменшення довжини основної захисної зони

3.4. Розрахунок струмів плавких вставок запобіжників

Номинальний струм трансформатора ТМ-2 на стороні 10кВ визначається як

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{250}{1,73 \cdot 10} = 14,5 \text{ A}$$

Для захисту від коротких замикань в ТП застосовуємо запобіжники типу ПКТ102-10-31,5У3: номінальний струм плавкої вставки – 40 А, Іном відкл = 31,5 кА.

Номінальний струм трансформатора ТМ-3 на стороні 10кВ визначається за формулою:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{63}{1,73 \cdot 10} = 3,6 \text{ A}$$

Для захисту від коротких замикань в ТП застосовуємо запобіжники типу ПКТ101-10-12,5У3: номінальний струм плавкої вставки – 10 А, Іном відкл = 12,5 кА.

Номінальний струм плавких запобіжників серії ПКТ-10 відповідно до [2].

Таблиця 3.5

Номінальні струми плавких вставок запобіжників ПКТ - 10

Іном,	40	63	100	160	250	400	630
Іпл.,	5,5	10	16	20	40	50	80

3.5. Узгодження зворотно-залежних часо-струмових характеристик захисних пристроїв

Вибір часу спрацювання і типу часо-струмової характеристики МСЗ.

Витримка часу МСЗ вводиться для уповільнення дії РЗ з метою забезпечення селективності дії РЗ наступного елемента по відношенню до захисту попередніх елементів

$$t_{сз\ посл} = t_{сз\ попер} + \Delta t$$

Δt - ступінь селективності РЗ;

Для сучасних мікропроцесорних пристроїв РЗА з незалежною часо-струмовою характеристикою $\Delta t = 0,3 \dots 0,4$ с

При виборі типу зворотно-залежної часо-струмової характеристики по МЕК 255-4 слід виходити з рекомендацій розробників і національних НТД, які підкреслюють, що розпочинати слід з "нормальної" характеристики.

Необхідний час спрацювання захисту $t_{сз}$ вибираємо за виразом для $t_{сз}$ посл.

Для обчислення значення "часового" коефіцієнта K скористаємося рекомендаціями МЕК

$$K = \frac{I_{сз} \left[(I^*)^\alpha - 1 \right]}{\beta}$$

Постійні коефіцієнти α і β - визначають ступінь крутизни залежних (інверсних) часо-струмових характеристик по рекомендаціям МЕК

нормальна характеристика $\alpha = 0,02$; $\beta = 0,14$;

дуже залежна $\alpha = 1$; $\beta = 13,5$;

екстремально залежна $\alpha = 2$; $\beta = 80$.

В момент к.з. час спрацювання захисту визначається за формулою

$$t = \frac{K \cdot \beta}{(I^*)^\alpha - 1}$$

де $I^* = \frac{I_k}{I_{сз}}$ - розрахункова кратність струму.

Забезпечити селективну роботу мікропроцесорного пристрою РЗЛ-01 при к.з. на вводах 10 кВ споживчого трансформатора 10/0,4 кВ типу ТМ-63.

Часо-струмова характеристика запобіжника ПКТ -10 з $I_{пл} = 10$ А будується

при відомому значенні $I_{кз}^2$ з врахуванням 20 % розкиду часо-струмової характеристики

$$I_{розр} = 0,8 \cdot I_{кз\min}^2 = 0,8 \cdot 263 = 210,4 \text{ А}$$

По кривій 4 ПКТ визначаємо час плавлення вставки запобіжника $t_{пл} = 0,03$ с.

При цьому розрахунковому струмі час спрацювання наступного захисту РЗ-3 з мікропроцесорним пристроєм РЗЛ-01 буде

$$t_{сз} = t_{пл} + \Delta t$$

Приймаємо $\Delta t = 0,6$ с.

Тоді $t_{cz} = 0,03 + 0,6 = 0,63$ с.

За визначеними струмами спрацювання РЗ-3 розраховуємо кратність струму, а потім вибираємо тип часо-струмової характеристики (на першому етапі починаємо з "нормальної")

$$I^* = \frac{I_{k3 \text{ min}}}{I_{cz(3)}} = \frac{210,4}{120,2} = 1,75$$

Тоді для «нормальної» характеристики розраховуємо «часовий» коефіцієнт

$$K = \frac{0,7(1,75^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,055$$

Приймаємо $K = 0,05$ с і побудуємо часо-струмові характеристики РЗЛ-01 для різних значень $t_{cz(3)}$

$$t_{cz} = \frac{0,05 \cdot 0,14}{1,75^{0,02} - 1} = 0,63 \text{ с}$$

При $I = 180$ А ($I^* = 1,5$) - 0,87 с,

$I = 240$ А ($I^* = 2$) - 0,5 с,

$I = 360$ А ($I^* = 3$) - 0,32 с.

t, с

0,9

0,8

0,7

0,6

0,5

0,4

0,3

0,2

0,1

0



$\Delta t = 0,6$

с

PZ-5 (PKT10C-10)

100

200

300

I_{cz} , А

Рис. 3.4. Узгодження часу спрацювання захистів рза-3 з рза-5.

Треба забезпечити селективну роботу мікропроцесорного пристрою РЗЛ-01 при к.з. на вводах 10 кВ споживчого трансформатора 10/0,4 кВ типу ТМ – 250.

Часо-струмова характеристика запобіжника ПКТ -10 з $I_{пл} = 40$ А будується при відомому значенні $I_{кз}^2$ з врахуванням 20% розкиду часо-струмової характеристики

$$I_{розр} = 0,8 \cdot I_{кз\ min}^2 = 0,8 \cdot 400 = 320 \text{ А}$$

По кривій 4 ПКТ визначаємо час плавлення вставки запобіжника $t_{пл} = 0,25$ с.

При цьому розрахунковому струмі час спрацювання наступного захисту РЗ-3 з мікропроцесорним пристроєм РЗЛ-01 буде

$$t_{сз} = t_{пл} + \Delta t$$

Приймаємо $\Delta t = 0,38$ с.

Тоді $t_{сз} = 0,25 + 0,38 = 0,63$ с.

За визначеними струмами спрацювання РЗ-3 розраховуємо кратність струму, а потім вибираємо тип часо-струмової характеристики (на першому етапі починаємо з "нормальної")

$$I^* = \frac{I_{кз\ min}}{I_{сз(3)}} = \frac{320}{120,2} = 2,6$$

Тоді для «нормальної» характеристики розраховуємо «часовий» коефіцієнт

$$K = \frac{0,7(2,6^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,09$$

Приймаємо $K = 0,09$ с і побудуємо часо-струмові характеристики РЗЛ-01 для різних значень $I_{сз(3)}$

$$t_{сз} = \frac{0,09 \cdot 0,14}{2^{0,02} - 1} = 0,9 \text{ с}$$

При $I = 240$ А ($I^* = 2$) - 0,9 с;

$I = 265$ А ($I^* = 2,2$) - 0,79 с;

$I = 360$ А ($I^* = 3$) - 0,57 с.

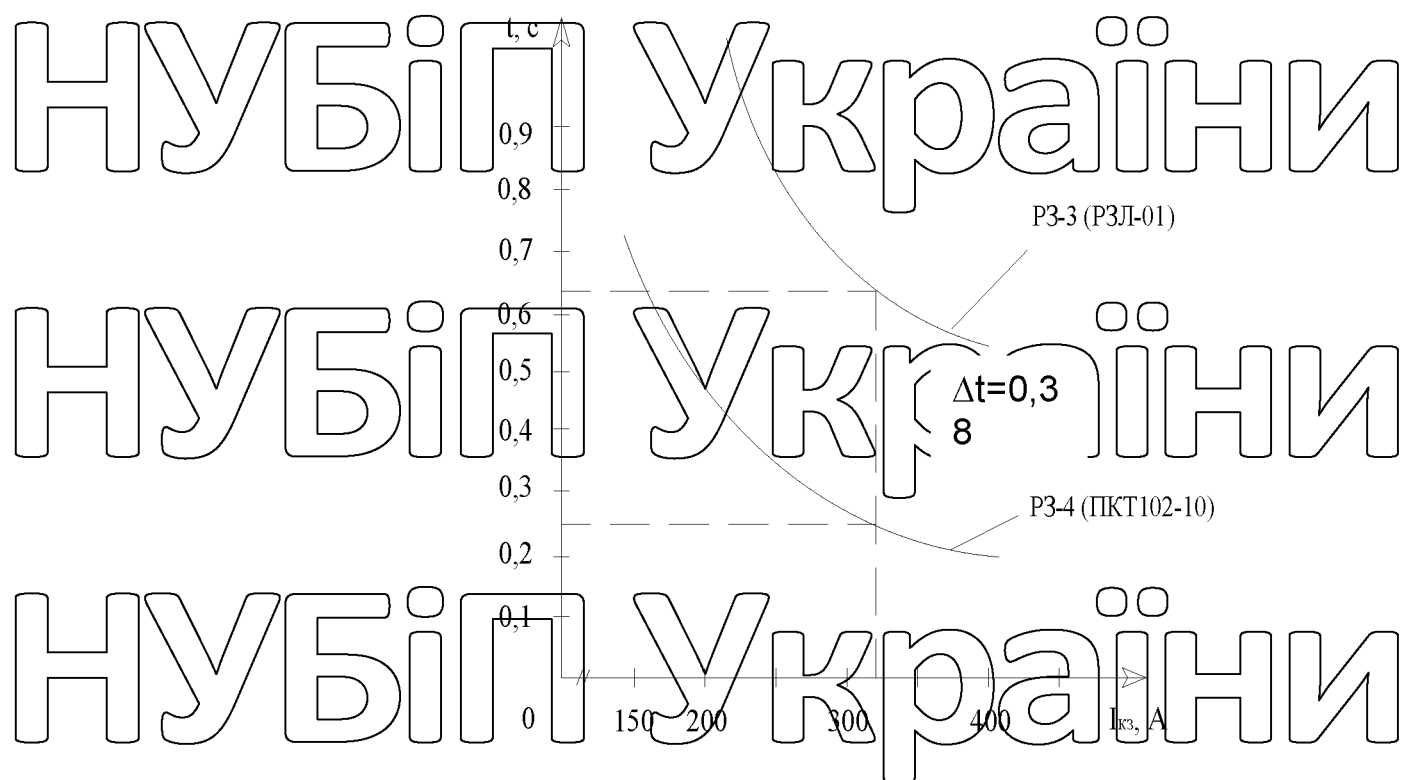


Рис.3.5. Узгодження часу спрацювання захистів рза-3 з рза-4.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

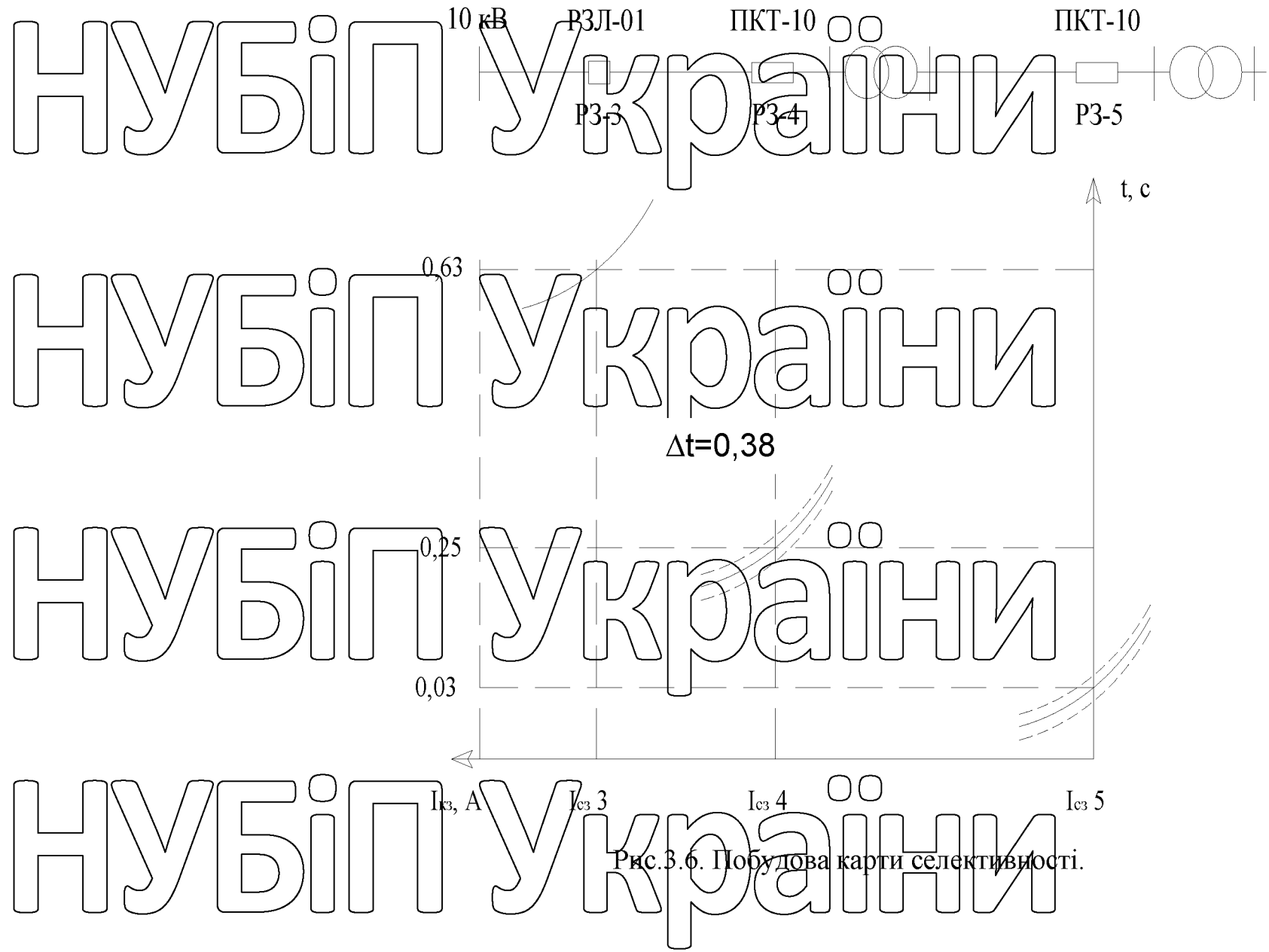


Рис. 3.6. Побудова карти селективності.

РОЗДІЛ 4

ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПІДСТАНЦІЙ

4.1. Оптимізація режиму роботи трансформаторної підстанції

Проектування і спорудження більшості понижаючих підстанцій в Україні велося з урахуванням динаміки електричних навантажень. Потужності трансформаторів вибиралися на рівень вище за оптимальну стандартну потужність, визначену техніко-економічними показниками.

На сьогодні аналіз графіків навантажень багатьох понижаючих підстанцій показує недовантажений їх режим роботи – це посилилося після переходу від планової економіки до ринкової, коли сталося зниження виробництва на багатьох підприємствах, а, отже, і зниження електричних навантажень. Графіки навантажень отримали яскраво виражену нерівномірність як в добовому часовому проміжку, так і в триваліших проміжках часу.

На понижаючих підстанціях, а також підстанціях для трансформаторів зв'язку з системою навантаження трансформаторів визначається в основному графіком роботи споживачів. Втрати електроенергії в трансформаторах, як мають дві складові: втрати неробочого ходу і втрати навантаження. В денний час, коли завантаження трансформаторів велике, втрати навантаження перевищують втрати неробочого ходу. У нічний час, у вихідні та святкові дні, коли завантаження трансформаторів знижується, втрати неробочого ходу, навпаки, набагато перевершують втрати навантаження. Тому, керуючись відомим графіком навантаження, необхідно вибирати число працюючих трансформаторів для забезпечення їх економічної роботи.

Перевантаження трансформатора допустимі, якщо вони не скорочують в значній мірі термін служби ізоляції трансформатора. Складені діаграми перевантажувальної здатності трансформаторів, згідно яких, знаючи коефіцієнт

навантаження кн можна визначити допустиму тривалість тієї або іншої величини перевантаження або величину перевантаження при її заданій тривалості.

Для вибору потужності трансформатора необхідно використовувати добовий графік, що відображає як максимальне, так і середньодобове активне навантаження підстанції, а також тривалість максимуму навантаження (при відсутності такого графіка для практичних цілей визначається розрахунковий рівень максимального активного навантаження підстанції P_{\max} , (МВт)

Найбільш економічною робота трансформатора по щорічних витратах і втратах буде у разі, коли в години максимуму він працюватиме з перевантаженням. У реальних же умовах значення допустимого навантаження вибирають відповідно до графіка навантаження і коефіцієнтом початкового навантаження, а також залежно від температури довкілля, при якому працює трансформатор.

Номинальна потужність кожного трансформатора двотрансформаторної підстанції визначається після аварійним режимом підстанції: при установці двох трансформаторів їх потужність вибирається такою, аби при виході з роботи одного з них інший трансформатор з допустимим аварійним перевантаженням міг забезпечити електропостачання споживачів.

Номинальна потужність трансформатора $S_{\text{ном}}$ (МВ □ А) на підстанції, з числом трансформаторів $p > 1$ в загальному вигляді визначається з виразу

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_p}{k_{\text{пер}} \cdot (n-1) \cdot \cos \varphi}, \quad (4.1)$$

де $P_p = P_{\max} \cdot k_{I-II}$ - розрахункова потужність, МВт; P_{\max} - сумарна активна максимальна потужність підстанції на кінець розрахункового періоду експлуатації, МВт;

k_{I-II} - коефіцієнт участі в навантаженні споживачів I-II категорій;

$k_{\text{пер}}$ - коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності навантаження.

Для підстанцій розподільних мереж в аварійному режимі до 25%

маловідповідальних споживачів може бути відключено, тому $kI-II$ зазвичай приймається рівним 0,75-0,85 (одиниці він дорівнює, коли всі споживачі відносяться до 1 категорії).

Оскільки $kI-II < 1$, а $k_{пер} > 1$, то їх відношення $k = kI-II / k_{пер} < 1$ характеризує собою резервну потужність трансформатора, закладену при виборі трансформатора. Чим менше дане відношення, тим меншим буде резерв встановленої потужності трансформатора і ефективнішим буде використання трансформатора з врахуванням перевантаження.

Для аналізу економічних режимів роботи двотрансформаторної підстанції необхідно розглянути варіанти зі встановленням на підстанції трансформаторів з однаковою потужністю.

Оскільки навантаження більшості підстанцій протягом доби і в різні дні тижня не залишається постійним, а може змінюватися в досить широкому діапазоні, безперервна робота зі всіма включеними трансформаторами економічно недоцільна.

Під час тривалого зниження сумарного навантаження підстанції один з трансформаторів вигідно відключити, а все навантаження живити включенням секційного вимикача від одного трансформатора. При збільшенні навантаження підстанції до значення, при якому вигідно працювати всіма трансформаторами підстанції, має бути введений в роботу другий трансформатор, а секційний вимикач відключений.

Допускається паралельна робота трансформаторів (без відключення секційного вимикача сторони НН) при дотриманні умов:

- групи з'єднання обмоток однакові, співвідношення потужностей трансформаторів не більше 1:3;
- коефіцієнти трансформації відрізняються не більше ніж на $\pm 0,5\%$;
- напруга короткого замикання відрізняється не більше ніж на $\pm 10\%$

виконанні фазування трансформаторів.

Окрім цього, необхідно враховувати чинник збільшення струмів k_3 .

устаткування має бути стійке до їх дії, та режим роботи пристроїв релейного захисту.

На підстанціях необхідний автоматичний перехід від режиму роботи одного трансформатором до роботи двох і навпаки, за допомогою апаратних засобів для управління режимом роботи залежно від графіка електричного навантаження.

Значення граничних потужностей дозволяють визначити навантаження, при якому ефективно переходити від одного режиму роботи до іншого.

Підстанції з двома трансформаторами однакової потужності є найбільш поширений варіант багатотрансформаторних підстанцій. З формули (3.16) [5] легко знайти вираз критичного навантаження для випадку, коли на підстанції встановлені декілька трансформаторів потужністю S_n . Якщо працює n трансформаторів, то переходити на $(n+1)$ -й включений трансформатор доцільно у випадку, якщо фактичне навантаження перевищить критичне значення

$$S_k = S_n \sqrt{n(n+1)P_c / P_v} \quad (4.2)$$

Для двотрансформаторної підстанції можна знайти два види однієї і тієї ж формули. Якщо працює один трансформатор, то приймають що $n = 1$, а другий слід включати при перевищенні навантажень.

Якщо працюють два трансформатори, то приймають $n = 2$, і визначаємо, що другий трансформатор потрібно відключити при зниженні навантаження нижче S_k . Неважко помітити, що в обох випадках отримаємо одне і те ж значення критичного навантаження.

Відношення критичного навантаження до номінальної потужності $\alpha = S_k / S_n$ для трансформаторної підстанції з трансформаторами однакової потужності значною мірою залежить від економічного еквіваленту реактивної потужності.

Звідси витікає, що на величину цього відношення суттєво впливає співвідношення між втратами реактивної і активної потужності при номінальному навантаженні, а також співвідношення між змінними і постійними втратами в трансформаторі.

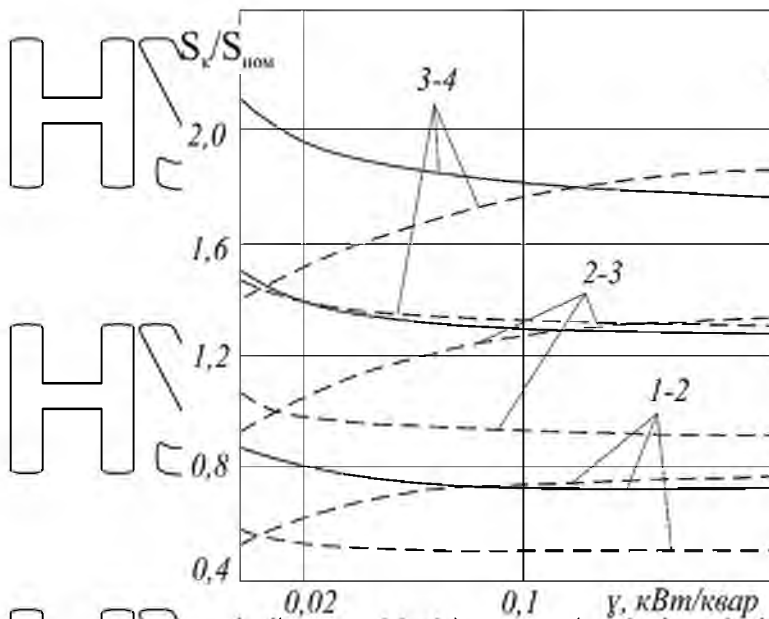


Рис.4.1. Залежність відносних величин критичного навантаження від економічного еквіваленту реактивної потужності γ (по середніх значеннях втрат в трансформаторах): — 110/10 кВ 6,3...60 МВ·А, — — — 35/10 кВ 1,0...40 МВ·А, — — — 10/0,4 кВ 0,1...1,0 МВ·А. Индекси 1-2, 2-3, 3 - 4 — перехід з 1 трансформатора на 2, з 2 на 3 і з 3 на 4.

Так, для трансформаторів з первинною напругою 110 кВ напруга к.з. складає 10, 5%, а для трансформаторів з первинною напругою 0,38 кВ - 4,5...5,5 %.

Струми н.х. складають в першому випадку 0,7...0,9, а в другому 3,2...2,0 %.

Отже, для трансформаторів РТП відношення α буде 12...15, а для споживчих трансформаторів всього 1,5...3. Вплив цього параметра на залежність відношення від економічного еквіваленту реактивної потужності показано на рис.3.2. Як бачимо, для споживчих підстанцій із зростанням α відношення α також збільшується, а для трансформаторів РТП це відношення збуває. Показані на цьому рисунку криві побудовані по середніх значеннях кагаложних втрат потужності для трансформаторів 10 кВ - від 100 до 1000 кВ·А, для трансформаторів 110 кВ - від 6,3 до 60 МВ·А, а для трансформаторів 35 кВ - від 1,0 до 40 МВ·А.

4.2. Дослідження режимів завантаження підстанції

Для визначення погодинного максимуму навантажень, зведеного до шин 10 кВ підстанції, складемо добові графіки роботи підстанції, котрі складаються для всіх періодів року.

Використовуючи існуючі добові графіки навантаження підстанції 35/10 кВ, визначимо погодинні навантаження підстанції для всіх сезонів року.

Технічні характеристики силових трансформаторів підстанції

$$\text{кВА}, I_x := 0.9 \% \quad U_k := 7.5 \% \quad P_x := 5.6 \text{ кВт} \quad P_k := 33.5 \text{ кВт}$$

Добові графіки активного $\text{Re}(S)$ і реактивного $\text{Im}(S)$ навантаження, виражені у відносних одиницях (в дповідно р і q) від максимальних значень P_{max} і Q_{max} для зимового періоду представлені на рис.4.2:

$$S_p = 8.176 \times 10^3 \text{ кВА}, \quad P_p = 6.137 \times 10^3 \text{ кВт}, \quad Q_p = 5.402 \times 10^3 \text{ кВАр.}$$

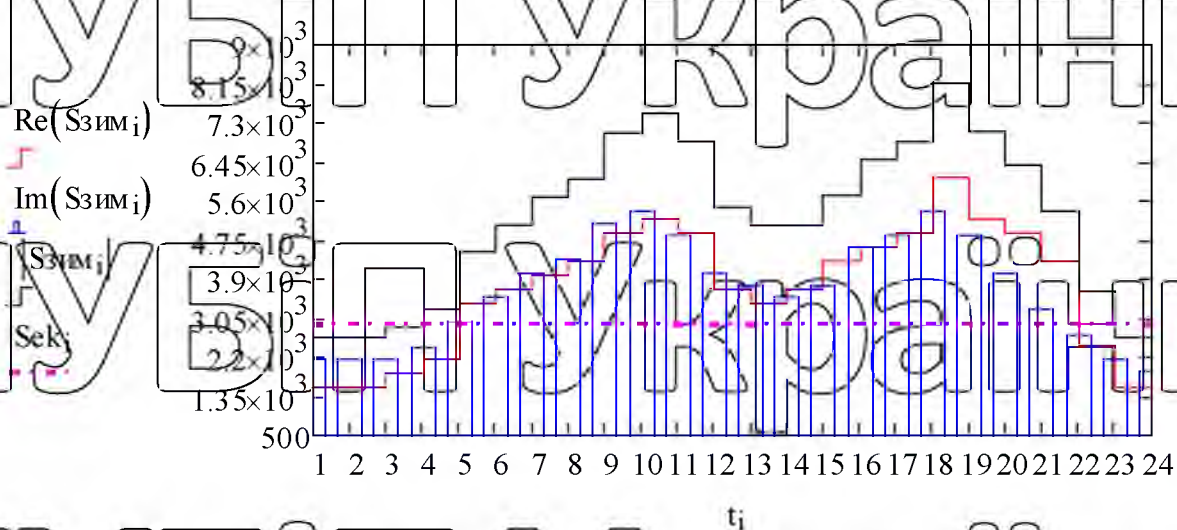


Рис.4.1. Добовий графік активного $\text{Im}(S)$, реактивного $\text{Re}(S)$ і повного навантаження в зимовий період.

Аналогічно будемо добові графіки активного і реактивного навантаження для весняного (рис.4.2), літнього (рис.4.3) та осіннього (рис.4.4) періодів.

За добовими графіками навантаження визначимо кількість електроенергії, відпущену з шин підстанції споживачам в мережу 10 кВ.

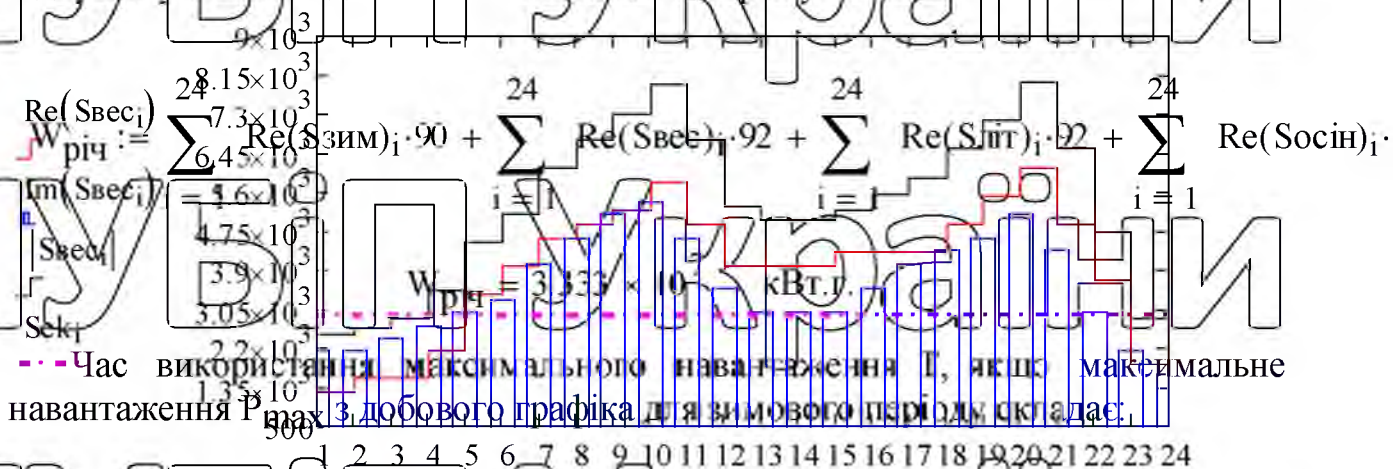


Рис.4.2. Добовий графік навантаження в весняний період

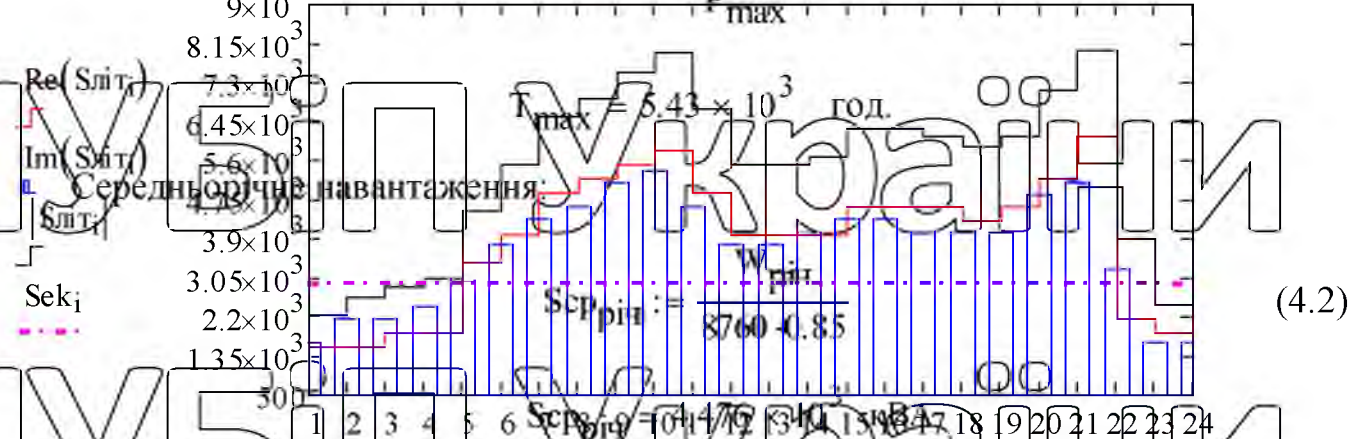


Рис.4.3. Добовий графік навантаження підстанції станції енергії за коефіцієнтом заповнення, котрий показує скільки разів використана кількість електроенергії за рік (або добу), менше тієї кількості енергії, яка була б використана за той же час при максимальному навантаженні.

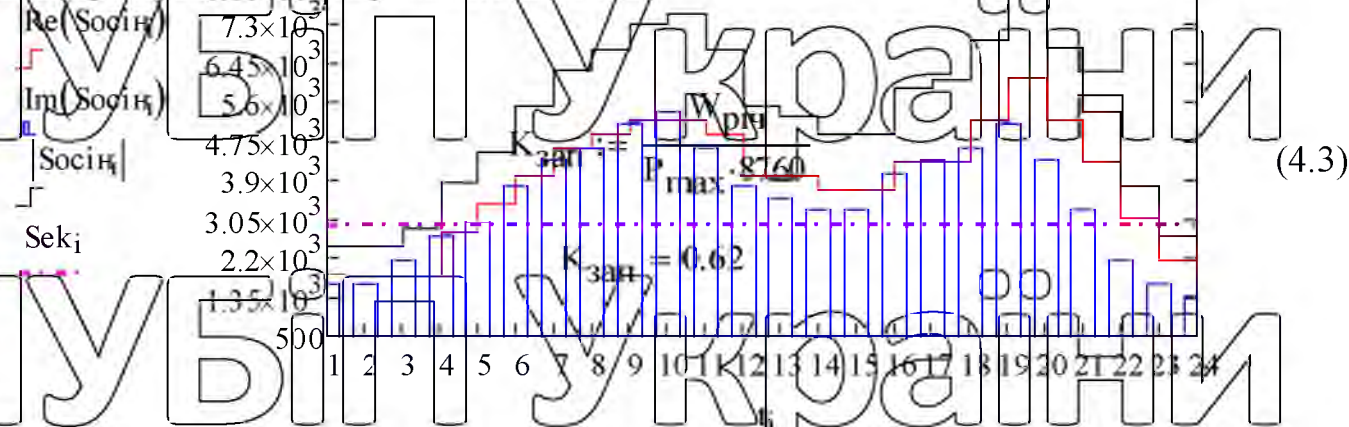


Рис.4.4. Добовий графік навантаження підстанції в осінній період

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

4.3. Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах підстанції

Добові втрати електроенергії (кВт·г): - для зимового періоду

$$\Delta W_{\text{т зим.}} = 2 \cdot P_{\text{х}} + \left(\frac{I_{\text{х}} \cdot S_{\text{Н}}}{100} \right)^2 + \frac{1}{2} \left(P_{\text{к}} + \gamma \cdot \frac{U_{\text{к}} \cdot S_{\text{Н}}}{100} \right) \cdot \left(\frac{|S_{\text{зим}_i}|}{S_{\text{Н}}} \right)^2 \quad (4.4)$$

γ - економічний еквівалент реактивної потужності (враховує втрати активної потужності від передачі реактивної потужності).

Для весняного, літнього та зимнього періодів добові втрати електроенергії в трансформаторах обчислюємо аналогічно

Річні втрати електроенергії в трансформаторах підстанції:

$$\Delta W_{\text{т річ}} = \sum_{i=1}^{24} \Delta W_{\text{т зим}_i} \cdot 90 + \sum_{i=1}^{24} \Delta W_{\text{т вес}_i} \cdot 92 + \sum_{i=1}^{24} \Delta W_{\text{т літ}_i} \cdot 92 + \sum_{i=1}^{24} \Delta W_{\text{т}} \quad (4.5)$$

Розрахунок граничного навантаження підстанції.

Як видно з добових графіків навантаження, останнє змінюється на протязі доби за величиною, що дозволяє розглянути можливість вибору оптимального режиму роботи підстанції та визначити його ефективність.

Визначимо економічно граничне навантаження підстанції, що розділяє економічно вигідні режими роботи одного і двох силових трансформатори:

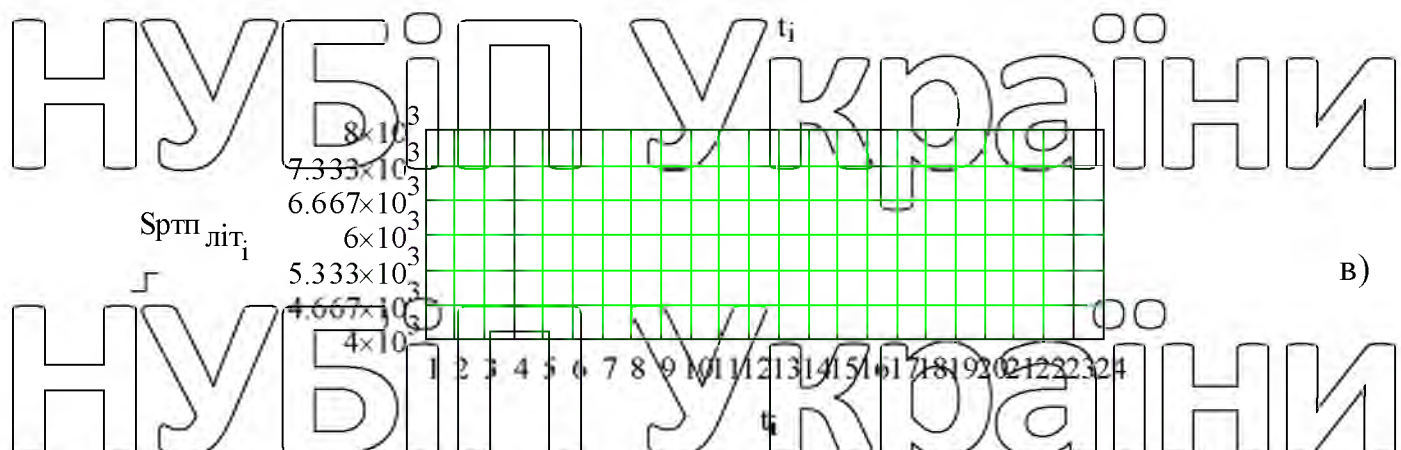
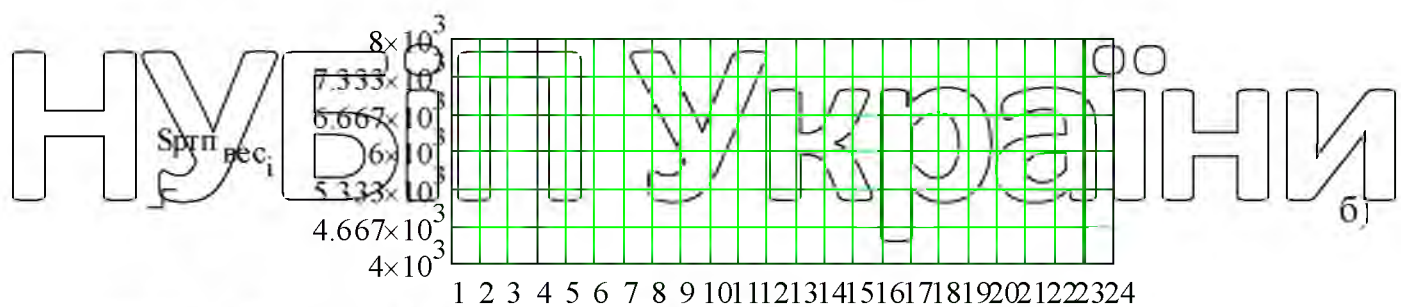
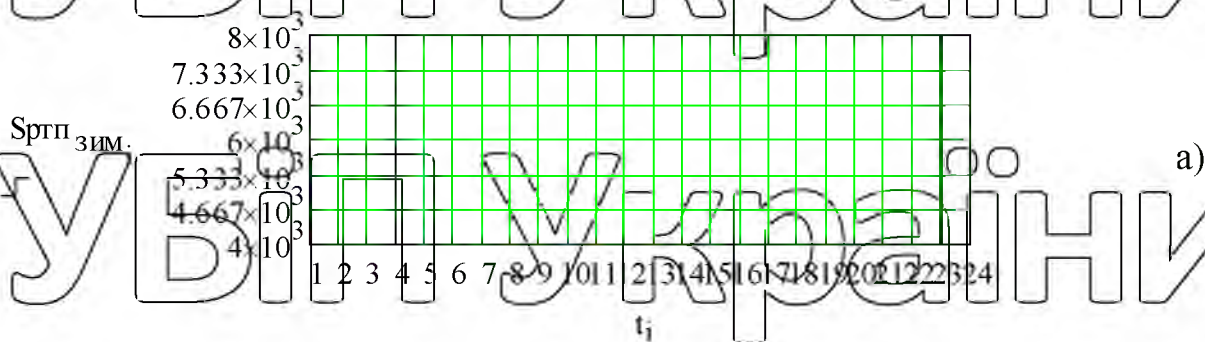
$$P_{\text{к}} + \gamma \cdot \frac{U_{\text{к}} \cdot S_{\text{Н}}}{100} \quad (4.6)$$

НУБІП України

$$S_{ek} = 2.137 \times 10^3 \text{ кВА.}$$

Визначаємо добові графіки роботи силових трансформаторів в оптимальному режимі роботи підстанції для кожного сезону року:

НУБІП України



Як видно з графіків включення силових трансформаторів під навантаження на спадяльну роботу в зимовий, весняний, літній і осінній сезони, о 1-й, 2-й, 3-й, 4-й та о 23-й, 24-й години економічно доцільно мати вліченим один силовий трансформатор.

Розрахунок втрат електроенергії в силових трансформаторах підстанції в економичному режимі її роботи.

Для весняного, літнього та осіннього періодів втрати електроенергії визначаємо для кожного тривалого періоду під навантаженням, а для зимового періоду визначаємо втрати електроенергії в паралельно працюючих двох трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{\text{втр}_i} + \sum_{j=1}^m \Delta W_{\text{втр}_j} \quad \text{один (4.8)}$$

НУБІП України

$$\Delta W_2^{\text{річ}} := \sum_{Z=1}^{18} \Delta W_2^{\text{зим}} \cdot 90 + \sum_{V=1}^{18} \Delta W_2^{\text{вес}} \cdot 92 + \sum_{L=1}^{17} \Delta W_2^{\text{літ}} \cdot 92 + \sum_{O=1}^{18} \Delta W_2^{\text{ос}} \cdot 92$$

$$\Delta W_2^{\text{річ}} = 6.696 \times 10^5 \text{ кВт год.} \quad (4.10)$$

Загальні втрати електроенергії в силових трансформаторах підстанції в оптимальному режимі її роботи:

$$\Delta W_{\text{ек}}^{\text{річ}} := \Delta W_1^{\text{річ}} + \Delta W_2^{\text{річ}} \quad (4.11)$$

$$\Delta W_{\text{ек}}^{\text{річ}} = 1.6 \times 10^5 \text{ кВт год.}$$

Зниження річних втрат електроенергії завдяки оптимізації режиму роботи трансформаторної підстанції:

$$\delta W^{\text{річ}} := \Delta W_1^{\text{річ}} - \Delta W_{\text{ек}}^{\text{річ}} \quad (4.12)$$

$$\delta W^{\text{річ}} = 5.946 \times 10^5 \text{ кВт год.}$$

Річна вартість заощадженої електроенергії $C_{\Delta W}$ внаслідок дотримання оптимального режиму роботи підстанції (при питомій вартості електроенергії $c=1,62$ грн/кВт год.):

$$C_{\Delta W} := c \cdot \delta W^{\text{річ}} \quad (4.13)$$

$$C_{\Delta W} = 1.082 \times 10^6 \text{ грн.}$$

5.1. Загальні положення щодо компенсації реактивної потужності в електричній мережі

Активна потужність генерується електростанціями: джерелами реактивної потужності є як генератори електростанцій, так і синхронні двигуни, повітряні і кабельні лінії, а також компенсуючі пристрої (КУ), що додатково встановлюються, синхронні компенсатори, батареї конденсаторів і тиристорні джерела реактивної потужності.

Виробництво значної кількості реактивної потужності генераторами електростанцій у багатьох випадках економічно недоцільне з таких причин.

1. При передачі активної та реактивної потужностей через елемент системи електропостачання виникають додаткові втрати активної потужності, спричинені перебігом реактивної потужності через мережу, пропорційні її квадрату. Великі втрати активної потужності та електроенергії у всіх елементах системи електропостачання змушують, наскільки це технічно та економічно доцільно наближати джерела реактивної потужності до місць її споживання та зменшувати передачу її від потужних генераторів.

2. Виникають додаткові втрати напруги, наприклад, при передачі потужностей P і Q через елемент системи електропостачання з активним опором та реактивним втрати напруги збільшуються. В результаті передача значної кількості реактивної потужності по мережі, як правило, не може бути здійснена через неприпустиме падіння напруги.

3. Завантаження реактивною потужністю систем промислового електропостачання та трансформаторів зменшує їх пропускну здатність та вимагає збільшення перерізів проводів та кабельних ліній, збільшення номінальної потужності або числа трансформаторів підстанцій тощо [6].

Компенсація реактивної потужності дозволить: збільшення пропускної спроможності, зниження активних втрат, зниження втрат напруги та зниження витрат на обладнання (менші перерізи проводів та кабелів, менша встановлена потужність трансформаторів) [7].

Відповідно до [7] застосування конденсаторних установок необхідно:

1) Для підтримки якості електроенергії, зниження втрат електроенергії та підвищення пропускної спроможності рекомендується встановлювати статичні компенсуючі пристрої, у тому числі: тиристорно-реакторні групи, конденсаторні установки, компенсуючі (з використанням фільтрів) пристрої та статичні тиристорні компенсатори на базі силової електроніки.

2) У слабо завантажених мережах 110 кВ для компенсації надмірної зарядної потужності ліній можуть використовуватися керовані та нерегульовані шунтуючі реактори з метою нормалізації рівнів напруг.

3) Для забезпечення регулювання напруги в мережах 35-110 кВ допускається підключення до обмотки трансформатора (автотрансформатора) кількох реакторних груп, що комутуються вакуумними вимикачами.

4) При необхідності плавної швидкодіючої компенсації реактивної потужності в мережах 6-110 кВ рекомендується застосування реакторних груп, керованих тиристорами.

5) У завантажених мережах 0,4-110 кВ при знижених рівнях напруги зниження потужності втрат і забезпечення необхідних рівнів напруги слід застосовувати конденсаторні установки шляхом їх включення (або окремих частин). Застосування конденсаторної установки допускається за умови виключення резонансних явищ у всіх режимах роботи мережі.

6) З метою підтримки параметрів якості енергії та компенсації реактивної потужності змінного навантаження, а також підвищення стійкості електропередачі в мережах 35-110 кВ слід застосовувати статичні тиристорні компенсатори.

7) Для підвищення коефіцієнта потужності споживачів електричної енергії у мережах 0,4-20 кВ рекомендується застосовувати конденсаторні установки і в

першу чергу на «довгих» лініях, при цьому найбільший ефект досягається при спільній установці з вольто-додатковими трансформаторами.

Керовані конденсаторні установки необхідно встановлювати на закритих підстанціях із трансформаторами потужністю 250 кВА та більше, на інших підстанціях – конденсаторні батареї.

При неможливості розміщення конденсаторних батарей з ручним перемиканням потужності рекомендується встановлення окремих конденсаторів, розрахованих тільки на компенсацію струму намагнічення трансформатора в базисній частині графіка реактивного навантаження.

8) Для зниження спотворення синусоїдальності напруги, а також генерації реактивної потужності в мережах 0,4-35кВ, як правило, повинні встановлюватися компенсуючі пристрої з фільтрами.

При низькій напрузі компенсація забезпечується за допомогою:

1) Нерегульованого конденсатора;

2) Пристрої автоматичного регулювання або батареї, що допускають безперервне регулювання при зміні навантаження.

Постійний (нерегульований) конденсатор.

У цій схемі використовується один або більше конденсаторів для забезпечення постійного рівня компенсації. Управління може бути:

1) ручним: за допомогою вимикача або вимикача навантаження;

2) напівавтоматичним: за допомогою контактора;

3) пряме підключення до навантаження та комутація разом з нею. Такі конденсатори застосовуються:

- на затискачах індуктивних пристроїв (двигуни та трансформатори),

- на збірних шинах, що живлять ряд невеликих двигунів, та індуктивне обладнання, для якого окрема компенсація коштує надто дорого;

- у випадках, де рівень навантаження досить постійний.

Автоматичну компенсацію застосовують, оскільки блок конденсаторів розділяється ряд секцій, кожна з яких управляється контактором.

Увімкнення контактора включає його секцію паралельно з іншими

працюючими секціями, тому ємність батареї може збільшуватися або зменшуватися ступінчасто шляхом роботи контакторів управління.

Керуюче реле контролює коефіцієнт потужності керованих ланцюгів і служить для включення або вимикання відповідних контакторів підтримки достатньо постійного коефіцієнта потужності системи (у межах допуску, заданого величиною кожної батареї компенсації). Трансформатор струму для контрольного реле повинен знаходитися на одній фазі вхідного кабелю, що живить контрольовані ланцюги. Блок конденсаторів є пристроєм автоматичної компенсації коефіцієнта потужності, що включає статичні контактори (тиристори) замість стандартних контакторів.

Статична компенсація особливо придатна для певних навантажень, що включають обладнання зі швидким циклом та/або високою чутливістю до збурень, що виникають при перехідних процесах.

Переваги статичних контакторів: миттєва реакція на будь-яку зміну коефіцієнта потужності (час реакції - 2 с або 40 мс залежно від регулятора), необмежену кількість операцій (спрацьовувань), усунення перехідних процесів у мережі при включенні конденсаторів та безшумна робота.

Ретельне припасування компенсації під рівень, необхідний навантаженням, дозволяє запобігти перенапругам при низькому навантаженні, тобто, запобігання режиму перенапруги та можливості пошкодження обладнання. Перенапруження через надмірну реактивну компенсацію залежать, частково, від значення повного опору джерела [8].

В розподільчих мережах 0,4-10 кВ не виконуються вимоги щодо компенсації реактивної потужності, прописані в [8]. У цих мережах актуальним питанням є компенсація реактивної потужності до потрібних значень.

Таким чином, є можливість зміни компенсованої реактивної потужності. У зв'язку з цим виникла можливість збільшення $\cos\varphi$ до максимальних значень. Очевидно, що потрібно доповнити потужності батареї конденсаторів, що може бути виправдане зниженням втрат активної потужності в мережі.

5.2. Обґрунтування параметрів компенсуючих пристроїв в розподільчій мережі району

Компенсація реактивної потужності є потужний фактор впливу на економічність режимів роботи електричних мереж [10].

Задача вибору потужності і розміщення КУ в електричних мережах має дві складові: підтримка балансу реактивної потужності в електричній мережі і зниження втрат потужності і електроенергії в розподільних мережах.

Аналіз системних аварій у світовій енергетиці останніх десятиліть показує, що майже усі вони супроводжувались лавиною падіння напруги - прогресуючими зниженням напруги по усій мережі, викликаним дефіцитом реактивної потужності. Тому забезпечення запасів реактивної потужності потрібне не лише для підвищення економічності функціонування мереж, але і для забезпечення надійності і живучості електричної системи.

Зменшення в розподільних мережах регульованих потоків реактивної потужності за рахунок її компенсації у споживача або на кінцевих підстанціях електромережеских компаній дозволить забезпечити підключення додаткових або збільшити встановлену потужність вже підключених споживачів, підвищити ефективність систем електропостачання.

Оптимізація режиму роботи мережі по напрузі, реактивній потужності і коефіцієнтам трансформації насправді є частинами більш загального завдання комплексної оптимізації режиму електроенергетичної системи. У цьому завданні цільовою функцією є витрата або вартість умовного палива, @змінними, що оптимізуються, напруга генераторів, реактивні потужності усіх її джерел, а також коефіцієнти трансформації. Як обмеження рівність зазвичай використовуються рівняння вузлової напруги. Також задаються усі необхідні обмеження – нерівності [10].

Регулювання напруги і реактивної потужності спрямоване на підтримку напруги у вузлах мережі в допустимих межах (при виконанні інших технічних обмежень), а також на мінімізацію втрат активної потужності і енергії

(оптимізація режиму). При цьому у ряді випадків переслідується тільки перша мета, а оптимізація не здійснюється. Цей спрощений підхід використовується якщо відсутні регульовані джерела реактивної потужності, а вплив напруги на втрати енергії слабо виражений або погано вивчений або в післяаварійних режимах, тривалість яких мала, і тому втрати енергії можна не враховувати.

Велика частка втрат електроенергії в електричних мережах обласних енергетичних компаній (ЕК) обумовлена недостатнім рівнем компенсації реактивної потужності, особливо в розподільних електричних мережах з розосередженими споживачами. Останні, внаслідок особливостей своїх параметрів і режимів роботи, найбільш чутливі до ступеня компенсації реактивної потужності.

Однією з переваг компенсації реактивної потужності є можливість підвищення економічності роботи електричних мереж без втручання в умови і режим роботи споживачів електричної енергії.

Першочерговими *технічними заходами* є обґрунтування місць встановлення і оптимізація потужності засобів КРП в мережах ЕК.

Режимними заходами передбачається розробка алгоритмів оптимального управління роботою засобів КРП як в мережах системи електропостачання (за мінімумом втрат потужності чи електроенергії, відхилення напруги в цих мережах), так і в мережах споживачів (в цьому випадку критерієм може бути мінімум вартості оплати за електроенергію).

Розглядається схема мережі (рис.5.1) районної трансформаторної підстанції (РТП) напругою 110/10 кВ з п'ятьма відхідними ЛЕП 10 кВ із споживчими трансформаторними підстанціями 10/0,4 кВ.

5.3. Оптимізація параметрів КУ в мережі 10 кВ підстанції

Компенсація реактивної потужності в електричних мережах є одним із основних засобів зменшення втрат потужності і електроенергії, регулювання напруги в мережі, а також для покращення умов балансу реактивної потужності у вузлах навантаження.

Суть задачі полягає в обґрунтуванні місця встановлення та визначенні оптимальної потужності КУ в зоні електропостачання РТП напругою 35/10 кВ.

Рішення цієї задачі повинне забезпечити максимальний економічний ефект при виконанні всіх технічних умов нормальної роботи електричної мережі і приймачів електроенергії.

Критерієм оптимізації потужності КУ є приведені затрати Z , котрі включають, з одного боку, затрати на КУ, а з другого - економічний ефект від компенсації реактивної потужності - зниження втрат електроенергії в мережі.

При розв'язанні задачі оптимізації параметрів КУ враховуються наступне:

- 1) напруга у вузлах навантаження вважається незмінною;
- 2) вплив КУ на режим напруги в мережі не враховується;
- 3) вартість КУ приймається в залежності від їх потужності і класу напруги;
- 4) втрати електроенергії в КУ залежать від їх потужності і класу напруги.

Представивши вартість КУ апроксимуючою залежністю від їх потужності та врахувавши втрати активної енергії в КУ в залежності від їх напруги, приведені затрати на КУ напругою 10 і 0,38 кВ визначаємо за формулою:

$$z_{kn} = (a_n + b_n \cdot Q_{kn}) \cdot E + \delta w_n \cdot c \cdot Q_{kn} \quad (5.1)$$

де a_c, b_c - коефіцієнти апроксимації для КУ 10 кВ: $a_c := 49500$ $b_c := 28$

a_n, b_n - те ж для КУ напругою 0,4 кВ. $a_n := 8800$ $b_n := 130$

Сумарний коефіцієнт, котрий об'єднує коефіцієнти амортизаційних відрахувань E_a і відрахувань на поточний ремонт КУ $E_{пр}$, а також номінальну норму дисконту e , котра рівна до ставки за використаний кредит у відсотках згідно курсу НБУ.

НУБІП України

(5.2)

$E = E_a + E_{np} + e$

Питомі втрати електроенергії в конденсаторах напругою 10 кВ δw_c і напругою 0,38 кВ δw_n визначаються за формулами:

(3.3)

$$\delta w_c = \Delta p_c \cdot t_k \quad \delta w_n = \Delta p_n \cdot t_k$$

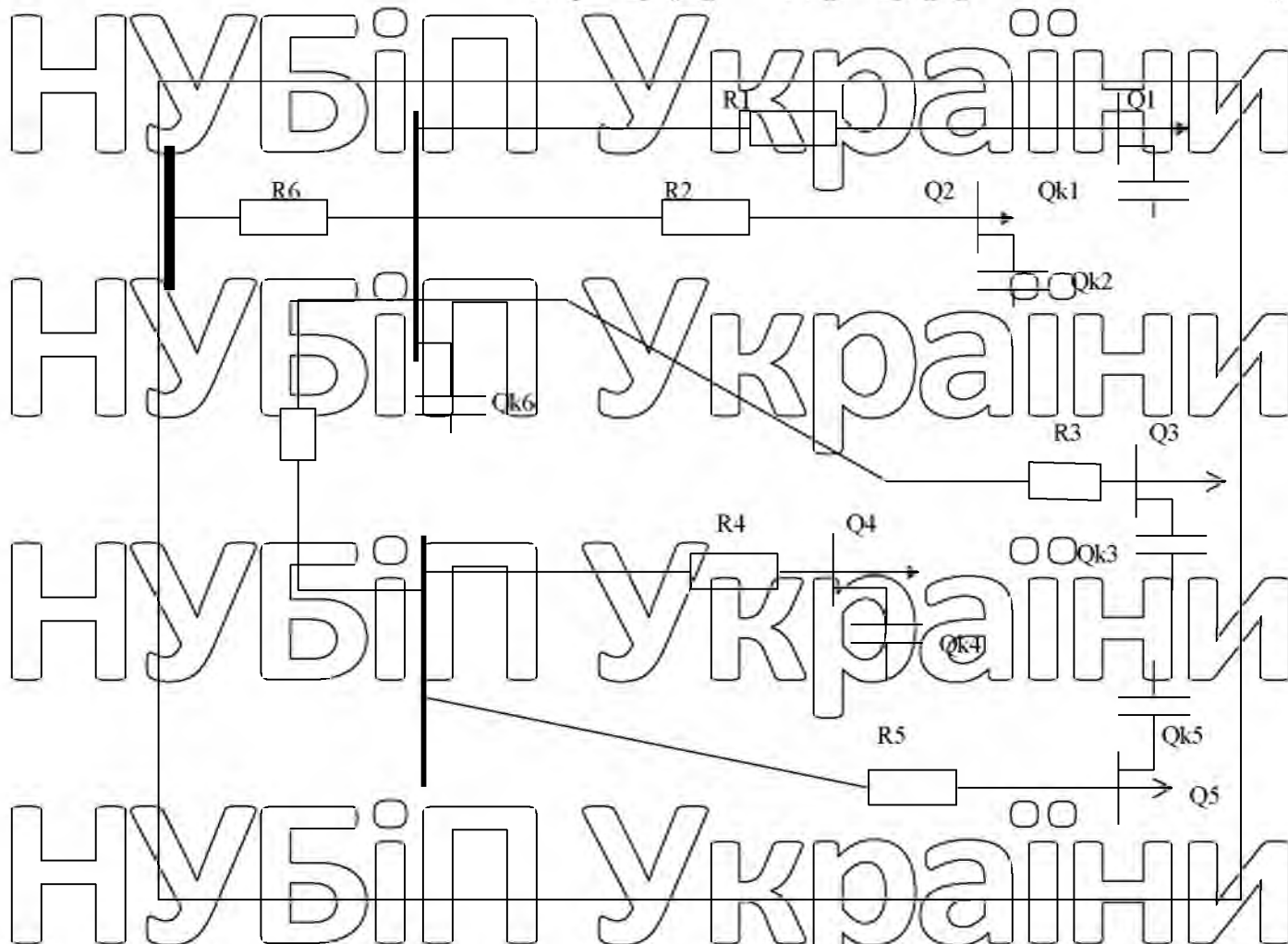


Рис.5.1. Схема заміщення розподільної мережі в зоні підстанції 35/10 кВ.

НУБІП України

Враховуючи зниження втрат електроенергії в мережі внаслідок компенсації реактивної потужності та затрат на втрати при введенні в мережу для оптимізації потужності K_{μ}^2 в зоні передбачається встановити на шинах 10 кВ РТП і на шинах 0,4 кВ ТП (5.4)

Визначивши похідні функції затрат по змінних $Q_{kn1}, Q_{kn2}, Q_{kn3}, Q_{kn4}, Q_{kn5}, U^2 \cdot 10^3$

Розв'язавши систему рівнянь встановлення на шинах 10 кВ підстанції 110/10 кВ РТП та на шинах 0,4 кВ ТП та на шинах 10 кВ РТП

Визначивши похідні функції затрат по змінних $Q_{kn1}, Q_{kn2}, Q_{kn3}, Q_{kn4}, Q_{kn5}, U^2 \cdot 10^3$ (5.4)

Розв'язавши систему рівнянь встановлення на шинах 10 кВ підстанції 110/10 кВ РТП та на шинах 0,4 кВ ТП та на шинах 10 кВ РТП

Визначивши похідні функції затрат по змінних $Q_{kn1}, Q_{kn2}, Q_{kn3}, Q_{kn4}, Q_{kn5}, U^2 \cdot 10^3$

номинальні потужності та втрати в обмотках силових трансформаторів:

$S_{n_i} :=$	$P_k :=$
400	5.5
630	7.6
250	3.7
250	3.7
400	5.5
4000	51.3

- вартість 1 кВтгод електроенергії в мережах $\underline{c} := 1.6$ грн/кВтгод;

- тривалість роботи конденсаторної батареї за рік $t_k := 8760$ год.

- питома частка втрат активної потужності в конденсаторних батареях:

$$\Delta p_c = 0.002 \quad \Delta p_n := 0.004 \text{ кВт/год.}$$

Загальні опори силових трансформаторів приведені до базової напруги U , опори ліній 10 кВ і системи:

$$R_{t1} := \frac{P_{k1} \cdot 10^2 \cdot 10^3}{(S_{n1})^2} \quad (5.7)$$

$$R_{n1} := (r_{50} \cdot 2.4 + r_{70} \cdot 2.0 + R_{t1})$$

$$R_{n2} := r_{70} \cdot 4.2 + r_{50} \cdot 3.8 + R_{t2}$$

$$R_{n3} := r_{50} \cdot 1.54 + r_{50} \cdot 2.2 + r_{30} \cdot 2 + R_{t3} \quad (5.8)$$

$$R_{n4} := r_{50} \cdot 2.45 + r_{50} \cdot 2.5 + r_{50} \cdot 2.8 + R_{t4}$$

$$R_c := R_{t6} + r_c$$

$$R_c = 2.046 \text{ Ом}, \quad R_{n1} = 5.669 \text{ Ом}, \quad R_{n2} = 5.883 \text{ Ом},$$

$$R_{n3} = 9.249 \text{ Ом}, \quad R_{n4} = 10.415 \text{ Ом}$$

1. Втрати електроенергії в самих конденсаторних батареях w

$$\Delta w_c := \Delta p_c \cdot t_k \quad (5.9)$$

$$\Delta w_n := \Delta p_n \cdot t_k$$

$$\Delta w_n = 35.04 \text{ кВт.}$$

$$\Delta w_c = 17.52 \text{ кВт.}$$

Навантаження в місцях встановлення конденсаторних установок :

$$S_i = 350, 1150, 210, 225, 3992 \text{ кВА.}$$

Розрахункові потужності конденсаторних батарей:

НУБІП України

НУБІП України

$Q_{kn_i} =$ кВАр

124.717
293.949
81.293
91.352
55.137

НУБІП України

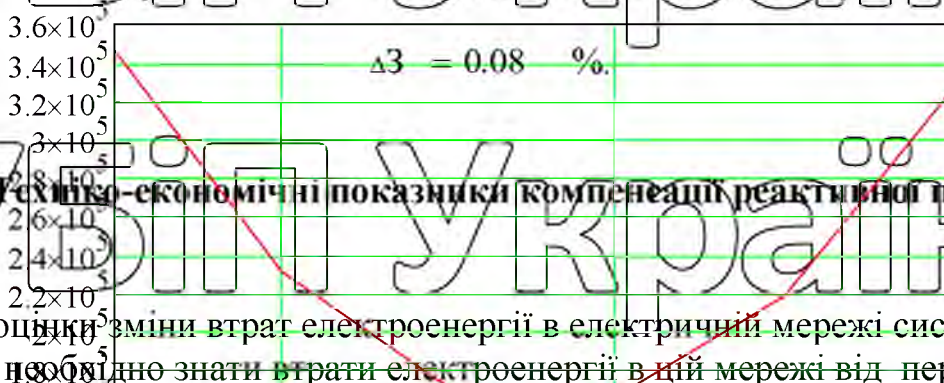
$Q_{kc} = 1,79 \times 10^3$ кВАр.

- на ТП-3 - установка УКМ 58-0,4-80-У3; $Q_{kn_3} = 80$ кВАр
- на ТП-4 встановлюємо УКМ 58-0,4-90-У3; $Q_{kn_4} := 90$ кВАр.
- на ТП-5 встановлюємо УКМ 58-0,4-80-У3; $Q_{kn_4} := 60$ кВАр.

НУБІП України

Вплив потужності КУ, встановленої в розподільному пристрої 10 кВ підстанції 110/10 кВ на приведені затрати показано на рис.5.2.

Різниця між фактичною та оптимальною величинами затрат складає



5.4. Техніко-економічні показники компенсації реактивної потужності

Для оцінки зміни втрат електроенергії в електричній мережі системи і споживача W необхідно знати втрати електроенергії в цій мережі від передачі Q_n до компенсації ($W_{kc}, W_{n1}, W_{n2}, W_{n3}, W_{n4}, W_{n5}$), котрі визначаємо за формулами

Рис.5.2. Залежність приведених затрат від потужності КУ на шинах 10 кВ РТП

$$\Delta W_c := \frac{(Q_c)^2 \cdot R_{c \cdot \tau_c}}{U^2 \cdot 10^3} \cdot \text{Re}_{c \cdot \tau_c} \quad (5.10)$$

Визначимо величину приведених затрат при встановленні КУ з фактичними параметрами:

- на шинах 10 кВ РТП встановлюємо УКМ 58-0,4-180-У3; $Q_{kc} := 1800$ кВАр,
- на ТП-1 встановлюємо УКЛН-0,38-135-У3; $Q_{kn_1} := 125$ кВАр,
- на ТП-2 - установка УКЛН-0,38-300-У3; $Q_{kn_2} := 300$ кВАр,

і після компенсації ($W_{kc}, W_{n1}, W_{n2}, W_{n3}, W_{n4}, W_{n5}$), котрі визначаємо за формулами

$$W_{n5} = 85687 \times 10^3 \text{ кВтгод}, W_{n4} = 62504 \times 10^3 \text{ кВтгод}, W_{n3} = 62504 \times 10^3 \text{ кВтгод}, W_{n2} = 62504 \times 10^3 \text{ кВтгод}, W_{n1} = 62504 \times 10^3 \text{ кВтгод}, W_{kc} = 62504 \times 10^3 \text{ кВтгод} \quad (5.12)$$

НУБІП України

НУБІП України

$$\Delta W_{kn1} := \frac{(Q_1 - Q_{kn1})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot (R_{kn1} + r_n) \quad (5.13)$$

$\Delta W_{kc} = 2.768 \times 10^3$ кВтгод, $\Delta W_{kn1} = 1.801 \times 10^3$ кВтгод,

$\Delta W_{kn2} = 1.545 \times 10^3$ кВтгод, $\Delta W_{kn3} = 1.154 \times 10^3$ кВтгод,

$\Delta W_{kn4} = 2.335 \times 10^3$ кВтгод, $\Delta W_{kn5} = 3.714 \times 10^3$ кВтгод.

Сумарні втрати електроенергії в електричній мережі до компенсації δW_1 та після компенсації δW_{k1} складають:

$$\delta W_1 := \Delta W_e + \Delta W_{n1} + \Delta W_{n2} + \Delta W_{n3} + \Delta W_{n4} + \Delta W_{n5} \quad (5.14)$$

$\delta W_1 = 5.197 \times 10^5$ кВтгод,

$$\delta W_{k1} := \Delta W_{kc} + \Delta W_{kn1} + \Delta W_{kn2} + \Delta W_{kn3} + \Delta W_{kn4} + \Delta W_{kn5}$$

$\delta W_{k1} = 1.332 \times 10^4$ кВт год.

Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі, наведеній на рис.5.1 складає:

$$\delta W := \delta W_1 - \delta W_{k1}$$

$\delta W = 5.064 \times 10^5$ кВт год.

Ефективність компенсації реактивної потужності в розподільчій мережі а вартість заощадженої електроенергії складає $\delta W = 8102 \times 10^3$ грн/рік. районної підстанції оцінюється чистим дисконтованим прибутком

Велика частка втрат електроенергії у вітчизняних мережах обумовлена недостатнім рівнем компенсації реактивної потужності, особливо в сільських

електро-
мережах.

$$\delta Z := \delta W \cdot c - [5 \cdot a_n \cdot E + (a_c + b_c \cdot Q_{kc}) \cdot E + b_n \cdot E \cdot (Q_{kn1} + Q_{kn2} + Q_{kn3} + Q_{kn4} + Q_{kn5}) + \delta w] \quad (5.15)$$

$\delta Z = 6.695 \times 10^5$ грн/рік.

Фактичне оснащення мереж компенсуючими пристроями складає приблизно 0,15 кВАр/кВт, тоді як оптимальний рівень компенсації згідно [10] становить близько 0,6 кВАр/кВт. Така ситуація зберігається і в сучасних умовах, котрим характерні, з одного боку, зменшення електричного навантаження внаслідок спаду виробництва та економічної кризи, а з іншого боку, через незначне підключення компенсуючих пристроїв зниження їх встановленої потужності.

Ефективність компенсації реактивної потужності в розподільній мережі сільськогосподарського району доцільно розглянути на прикладі схеми (рис.5.1), котра включає районну трансформаторну підстанцію напругою 35/10 кВ і п'ять ліній електропередачі передачі напругою 10 кВ.

Для розрахунків ефективності компенсації реактивної потужності необхідно вартість КУ напругою 0,38 кВ $K_{кп}$ та 10 кВ $K_{кс}$ виразити апроксимуючою залежністю від їх потужності.

$$K_{кп_t} := a_n + b_n \cdot Q_{кн_{сум_t}}$$

$$K_{кс_t} := a_c + b_c \cdot Q_{кс_{сум_t}}$$

(5.16)

Сумарна вартість КУ напругою 0,38 і 10 кВ

$$K_{кб_t} := K_{кп_t} + K_{кс_t}$$

Оскільки в даній задачі потужність КУ на протязі розрахункового періоду не змінюється, то сумарна потужність КУ $Q_{кс_{сум}}$ і капіталовкладення $K_{кб}$ теж будуть незмінними і дорівнюватимуть

$$Q_{кс_{сум_1}} = 2.395 \times 10^3 \text{ кВАр}, \quad K_{кб_1} = 1.861 \times 10^5 \text{ грн.}$$

Прибуток P_t від компенсації реактивної потужності в електричній мережі (рис.5.1) на кроці t визначається як вартість різниці втрат електроенергії до і після компенсації.

$$P_t = \delta W_t \cdot c \quad (5.17)$$

Витрати на обслуговування та ремонтів ВМКУ, амортизаційні витрати та витрати на відшкодування втрат електроенергії:

$$B_t := K_{кб} \cdot (E_a + E_{пр}) + (\Delta p_n \cdot Q_{кн_{сум}} + \Delta p_c \cdot Q_{кс_{сум}}) \cdot t_k \cdot c \quad (5.18)$$

Якщо капіталовкладення мають разовий характер, тобто КУ встановлюються одночасно (наприклад, на протязі року), чистий дисконтований прибуток, згідно [1,10] визначається за формулою:

$$\left[\sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+e)^t} - \frac{B_1}{(1+e)^0} \right] \quad (5.19)$$

НУБІП України

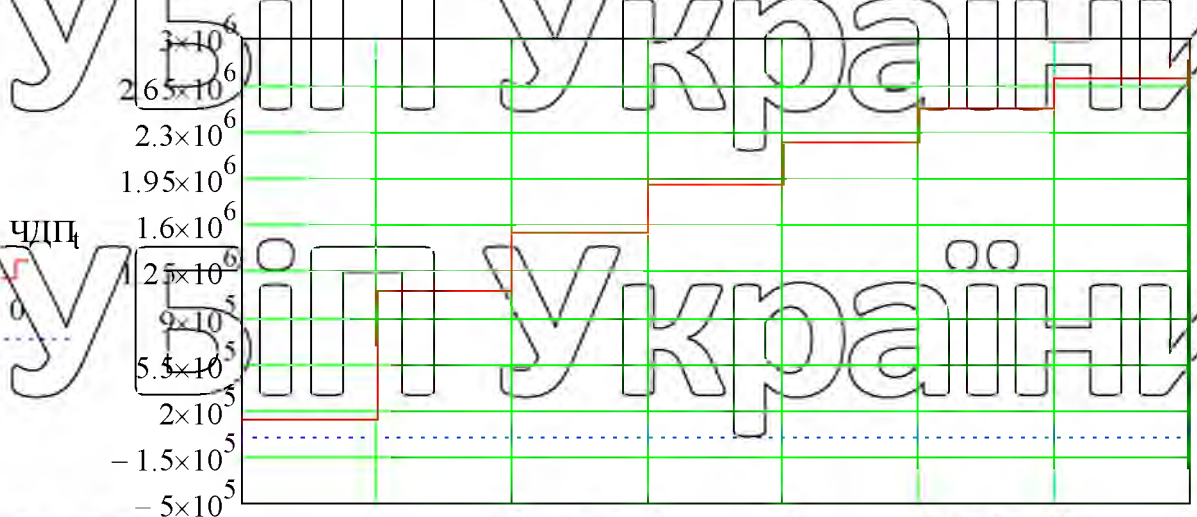
НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

Рис.5/3. Зміна чистого дисконтованого прибутку протягом 8 місяців експлуатації засобів КРП.



Термін окупності визначаємо за формулою, котра не враховує періоду освоєння капіталовкладень T_0 :

НУБІП України

$$T_{ok1} := \frac{-\ln \left[1 - K_{раз1} \cdot k_{мон} \cdot \left(P_1 + K_{кб1} \cdot E_a \right) \right]}{\ln(1 + e)} \quad (5.20)$$

НУБІП України

З урахуванням часу на встановлення КУ в розподільній мережі, рівному $T_0 = 1$ рік термін окупності капіталовкладень становитиме $T_{ok} = 1.629$ року.

РОЗДІЛ 6

ЗАХОДИ ЩОДО БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ

НУБІП України

6.1. Розрахунок заземлюючого пристрою

НУБІП України

Заземлювачі є невід'ємною частиною електротехнічних установок. На них покладаються численні функції по забезпеченню надійної і безпечної роботи установки. При спорудженні електроустановки функції робочого заземлення, заземлення безпеки і грозозахисного заземлення покладаються на спільний заземлювальний пристрій.

НУБІП України

Головною характеристикою заземлювального пристрою є його опір, яке складається з опору розтікання струму із заземлювача в землю і опору заземлюючих провідників.

НУБІП України

Опір заземлювача дорівнює відношенню напруги на ньому (в місці введення струму) до струму, який стікає в землю.

Підстанція 110/10 кВ відноситься до установок з великими струмами замикання на землю, тому опір заземлюючого контуру не повинно перевищувати 0,5 Ом.

НУБІП України

На заданій мінімальній площі з розмірами (18×50 м²) виконується заземлювальна сітка на глибині відповідно до рекомендацій [3].

Поздовжні магістралі заземлюючої сітки розташовуються уздовж рядів устаткування за планом підстанції, поперечні з однаковим кроком осередку.

НУБІП України

Питомий опір верхнього шару однорідної землі в який занурені горизонтальні заземлювачі визначається, як:

$$\rho_1 = K_c \cdot \rho_0 = 1,45 \cdot 100 = 145 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

де ρ_0 – питомий опір однорідного шару землі, Ом м;

НУБІП України

K_c – сезонний коефіцієнт враховує умови вимірювання ρ_0 , приймаємо $K_c = 1,45$;

Питомий опір нижнього шару землі ρ_2 . Для однорідного ґрунту приймаємо:

$$\rho_c = \rho_0 = 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Еквівалентний діаметр кола $D_э$, що має площу, рівну площі, займаної заземлювачем:

$$D_э = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 900}{3,14}} = 33,85 \text{ м},$$

де $S = 18 \cdot 50 = 900 \text{ м}^2$ – мінімальна площа заземлюючої сітки.

Опір заземлюючої сітки виконаної сталевими смугами перерізом $40 \times 4 \text{ мм}^2$ обчислюємо за формулою Лорана.

$$R_c = \frac{\rho_2}{2 \cdot D_э} + \frac{\rho_1}{L} = \frac{100}{2 \cdot 33,85} + \frac{145}{3000} = 1,53 \text{ Ом}$$

де $L = 3000 \text{ м}$ – загальна довжина горизонтальних електродів (поздовжніх і поперечних), м;

Оскільки $R_c > 0,5$, відповідно до рекомендацій [3]2 споруджуємо

вертикальні заземлювачі.

Розрахункова питомий опір землі в якій знаходяться вертикальні заземлювачі визначаємо за формулою:

$$\rho_p = \frac{H_{cc} + (H - H_{cc})}{\frac{H_{cc}}{K_c \cdot \rho_0} + \frac{(H - H_{cc})}{\rho_0}} = \frac{2 + (7 - 2)}{\frac{2}{1,45 \cdot 100} + \frac{7 - 2}{100}} = 109,73 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

де H_{cc} – товщина шару сезонних змін, м;

H - область землі, ефективно бере участь у відведенні струму із заземлювача, для вертикальних електродів

$$H = 1,4 \cdot l_э = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м},$$

де $l_э$ – довжина вертикального електрода, $l_э = 5 \text{ м}$;

Визначаємо опір розтіканню одного пруткового вертикального електрода за формулою:

$$r_э = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi \cdot l_э} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_э + 1}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2 \cdot t + \frac{l_э}{2}}{2 \cdot t - \frac{l_э}{2}} \right) = \frac{109,73}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{12} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2 \cdot 3 + \frac{5}{2}}{2 \cdot 3 - \frac{5}{2}} \right) = 0,913 \text{ Ом},$$

де $d = 12 \text{ мм}^2$ – діаметр пруткового заземлювача;

t – глибина занурення вертикального заземлювача: $t = h_2 + \frac{b}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3\text{ м}$;

Число вертикальних заземлювачів:

$$n = \frac{P}{a_1} = \frac{136}{15} = 9,$$

де $P = 2 \cdot (18 + 50) = 136\text{ м}$ – периметр заземлюючої сітки;

a_1 – крок (відстань) між вертикальними електродами, зазвичай приймається

$$\frac{a_1}{r_e} \geq 1, \text{ приймаємо: } a_1 = 15\text{ м}$$

Результуючий опір вертикальних електродів розміщених по периметру

заземлюючої сітки, визначаємо так:

$$R_e = \frac{r_e}{n \cdot \eta_e} = \frac{0,913}{9 \cdot 0,79} = 0,1280\text{ м}$$

де $\eta_e = 0,79$ – коефіцієнт використання вертикальних електродів.

Опір заземлюючого контуру підстанції складається з сітки і вертикальних

електродів по периметру, визначається за формулою:

$$R_k = \frac{R_s \cdot R_e}{R_s + R_e} \cdot \frac{1}{\eta_k} = \frac{1,53 \cdot 0,128}{1,53 + 0,128} \cdot \frac{1}{0,9} = 0,1620\text{ м},$$

де η_k – коефіцієнт використання системи: сітка + вертикальні електроди,

$$\eta_k = 0,9;$$

Результуючий опір заземлюючого контуру менше допустимого значення опору заземлення, тому додаткові заземлювальні пристрої не потрібні.

6.2. Визначення напруги дотику

За розрахункове значення напруги дотику приймається максимальна різниця потенціалів між потенціалом заземлювача і найменшим потенціалом поля заземлювача на поверхні землі, яка спостерігається в центрі кутової клітинки заземлювача:

$$U_{np} = \alpha_{np} I_{кв} R_k;$$

де α_{np} – коефіцієнт напруги дотику;
 $I_{K1}^{(1)}$ – розрахунковий струм однофазного короткого замикання, А;
 $I_{K1}^{(1)} = 2790 \text{ А}$;

R_k – опір заземлюючих пристроїв, Ом;

Величина α_{np} характеризує ступінь вирівнювання потенціалу на території підстанції при даній конструкції заземлювача і залежить від відносних лінійних розмірів заземлювача і відносних показників ґрунту. Для заземлення в однорідній землі, виконаного у вигляді горизонтальної квадратної сітки з квадратними осередками однакового розміру і рівномірним розміщенням вертикальних електродів по периметру контуру заземлення, коефіцієнт напруги дотику буде:

$$\alpha_{np} = 0,5 \cdot \left(\frac{\ell_e \cdot L}{a_1 \cdot \sqrt{S}} \right)^{-0,45} = 0,5 \cdot \left(\frac{5 \cdot 3000}{15 \cdot \sqrt{900}} \right)^{-0,45} = 0,103$$

Тоді:
 $U_{np} = 0,103 \cdot 2790 \cdot 0,132 = 37,88 \text{ В}$
 Напруга дотику з урахуванням падіння напруги на опорі тіла людини ($R_q = 1000 \text{ Ом}$) і підстави, на якому стоїть людина, обчислюється за виразом:

$U_{np} = \alpha_{np} \cdot \alpha_{осн} \cdot I_{K1}^{(1)} R_k$;
 де $\alpha_{осн}$ – коефіцієнт напруги дотику, що враховує падіння напруги на опорі основи:

$$\alpha_{осн} = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_0} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 100} = 0,87$$

Звідси:
 $U_{np} = 0,103 \cdot 0,87 \cdot 2795 \cdot 0,132 = 32,94 \text{ В}$;

Таким чином, був проведений розрахунок заземлювального пристрою підстанції напругою 35/10 кВ необхідний для вирівнювання потенціалу.

Результуючий опір заземлюючого контуру менше допустимого значення опору заземлення, тому додаткові заземлювальні пристрої не потрібні.
 Напруга дотику $U_{np} = 32,94 \text{ В}$; не перевищує допустиме значення.

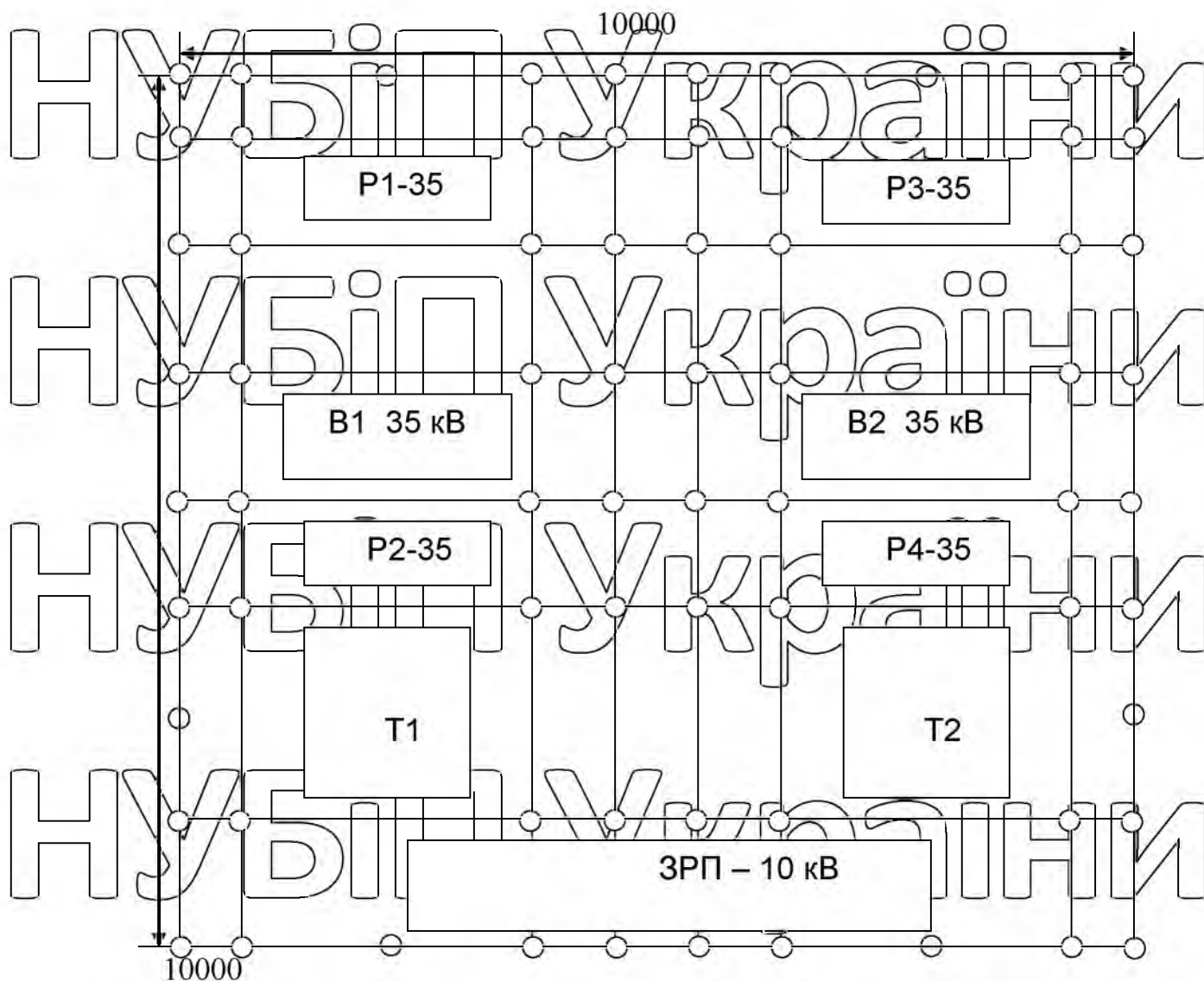


Рис. 6.1. Схема заземлюючого пристрою трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

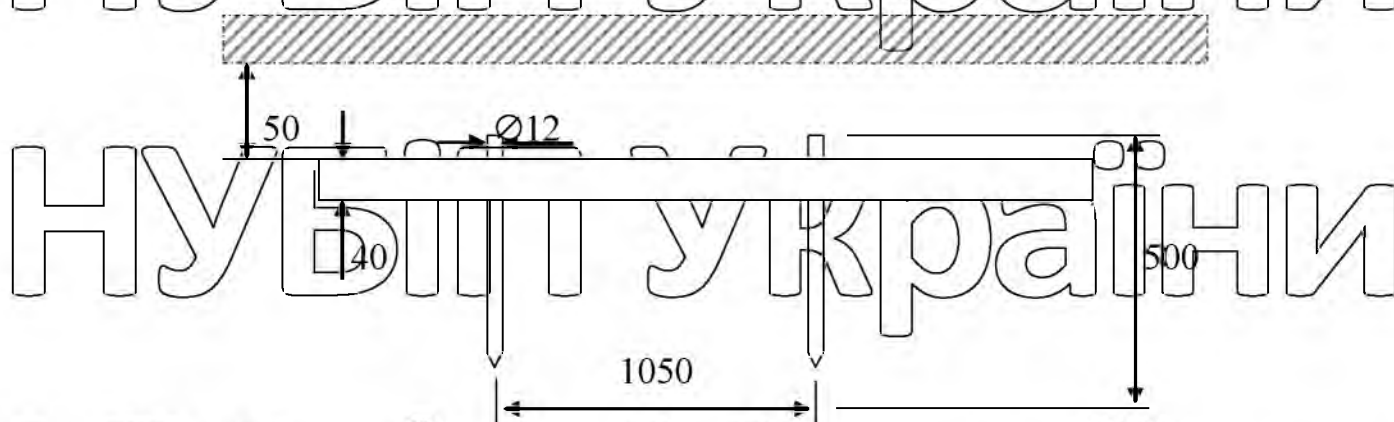


Рис. 6.2. Розміщення вертикальних електродів

6.3. Заходи захисту від ураження електричним струмом

6.3.1. Перелік захисних заходів.

Забезпечення безпеки осіб, які обслуговують електроустановки, і іншого персоналу, пов'язаного з електроустановками на виробництві, здійснюється наступними захисними заходами [8]:

- застосування ізоляції, яка відповідає вимогам безпеки;
- дотримання відповідних відстаней до струмоведучих частин або їх закриття огорожею;
- використання блокувальних пристроїв, що виключають помилкове включення відключених апаратів і запобігають потраплянню людини в небезпечну зону;
- застосування апаратів захисного відключення, що забезпечують автоматичне відключення мережі при виникненні в ній небезпеки ураження електричним струмом;
- занулення корпусів електроустановок;
- захисне заземлення, вирівнювання електричних потенціалів;
- застосування попереджувальної сигналізації, написів, плакатів і знаків безпеки;
- застосування пристроїв, що знижують напруженість електричних полів, компенсація струмів замикання на землю;
- використання електротехнічних захисних засобів і пристосувань.

6.3.2. Класифікація електроустановок щодо заходів електробезпеки.

Відносно заходів електробезпеки все електроустановки відповідно до Правил улаштування електроустановок ([6] глава 1-7) поділяються на 4 групи.

До першої групи належать електроустановки напругою вище 1000 В в мережах з ефективно заземленою нейтраллю, з великими струмами замикання на

землю (500 А і більше). Коефіцієнт замикання на землю, тобто відношення різниці потенціалів між неушкодженою фазою і землею в точці замикання на землю іншої або двох інших фаз до різниці потенціалів між фазою і землею в цій точці до замикання, не перевищує 1,4.

До другої групи належать електроустановки напругою вище 1000 В в мережах з ізольованою нейтраллю з малими струмами замикання на землю.

До третьої групи належать електроустановки напругою до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю.

До четвертої групи належать електроустановки напругою до 1000 В з ізольованою нейтраллю.

6.4. Пожежна безпека при експлуатації трансформатора 35/10 кВ

6.4.1. Причини утворення пожеж.

Горючими речовинами та матеріалами в процесі експлуатації трансформатора є:

- трансформаторне масло;
- прокладки маслостійкі гумові, клінгеритові, пробкові для герметизації трансформатора;
- ізоляція обмоток трансформатора, проводів до газового реле;
- хлорвінілові трубки (для захисту проводів до газового реле від роз'їдання останніх маслом);
- силікагель в фільтрах;
- дерев'яні планки (для внутрішнього монтажу осердя);
- бакелітовий лак (покривають прокладку між газовим реле та маслопроводом).

Пожежі маслонаповнених трансформаторів можливі в наслідок:

- викидів масла і його парів при коротких замиканнях в середині трансформатора і не спрацюванні газового захисту;

- іскрових розрядів статичної електризації при наливанні або зливанні трансформаторного масла, засипанні силікагелю;

- прямого удару блискавки;

- користування відкритим вогнем при монтажі ремонті трансформатора (пайка, зварювання);

- паління біля трансформаторів, займання промасленого одягу робітників під час паління;

- займання навколишніх предметів: дахів будівель, дерев, кущів.

6.4.2. Профілактичні заходи та засоби гасіння пожежі трансформатора

Для запобігання пожеж слід проводити наступні профілактичні заходи:

- до проведення вогневих робіт допускаються особи, які знають [9] та засвоїли програму протипожежного технімуму;

- профілактичні випробування, ремонти, огляди обладнання трансформатора для запобігання майбутніх аварій в встановлені терміни;

- встановлення блискавковідводів [15] вимагає відкриті підстанції 35 кВ захищати від прямих ударів блискавки за допомогою стержньових або тросових громовідводів, що розташовуються поблизу захищуваного трансформатора; громовідводи заземлюються), заземлення;

- встановлення вихлопної труби під кутом, для того щоб при викидах струменя масло не потрапило на виводи трансформатора, встановлення загороджувального щита навпроти отвору труби;

- систематичне прибирання території підстанції: на території відкритої підстанції не допускається наявність дерев, кущів; періодично скошують траву на відкритих ділянках території;

- встановлення знаків пожежної безпеки;

- спорудження маслозбірної ями під трансформатором для локалізації площі пожежі (її габарити повинні виступати за габарити трансформатора на 1,5 м згідно [9]; об'єм маслозбірника повинен бути розрахований на одночасний

прийом 100% масла, яке міститься в трансформаторі);

- вздовж усіх трансформаторів потрібно передбачити проїзд шириною не менше 3 м або пожежний під'їзд до кожного з них;

- фундамент маслонаповненого трансформатора виконується з неспалюваного матеріалу.

У випадку появи пожежі трансформатора його, в першу чергу, відключають його від системи електропостачання: вогнегасники, не залежно від вогнегасного заряду, при гасінні електроустановок під напругою використовувати не дозволяється.

Так як в трансформаторі найбільшими за об'ємом та масою є трансформаторне масло та осердя, займання яких і є основною причиною пожежі, то нижче приведені переліки найбільш доцільних засобів їх гасіння.

- трансформаторне масло доцільно гасити:

1) при великих проливах повітряно-механічною піною, порошком, ПСБ-3;

2) в приміщеннях об'ємним гасінням CO_2 , хладонами 114В2 і 12В1;

3) невеликі осередки пожежі ПСБ, CO_2 .

Водою гасити масло не можна, так як воно може впливати на її поверхню збільшуючи площу пожежі.

- осердя трансформатора (обмотки) доцільно гасити порошком ПГС-М, об'ємним гасінням аргоном.

В магістерській роботі на тидставі аналізу параметрів та режимів електричної мережі районної трансформаторної підстанції обґрунтовані енергоощадні заходи цієї мережі.

Виконано модернізацію релейного захисту існуючих приєднань 10 кВ.

З метою підвищення економічності роботи розподільчої мережі, на прикладі схеми мережі РТП 35/10 кВ з п'ятьма відхідними ЛЕП 10 кВ із споживчими трансформаторними підстанціями 10/0,4 кВ обґрунтовано параметри КУ на шинах 0,4 кВ ТП і на шинах 10 кВ РТП.

На шинах 10 кВ РТП встановлюємо конденсаторну установку УКЛ-10,5-1800-У3, на шинах 0,4 кВ ТП-1 встановлюємо КУ типу УКЛН-0,38-125-У3 потужністю 125 кВАр, на ТП-2 – КУ потужністю 300 кВАр, на ТП-3 – установка потужністю 80 кВАр, на ТП-4 установку потужністю 90 кВАр, на ТП-5 - КУ потужністю 60 кВАр.

Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі складає 506400 кВт·год/рік, а річний економічний ефект 669500 грн/рік. Термін окупності капіталовкладень в КУ розглянутої мережі не перевищує 1 року.

Для підвищення економічності роботи підстанції 35/10 кВ також запропоновано оптимізацію режиму роботи досліджуваної трансформаторної підстанції з двома трансформаторами типу ТМН-4000/35 – очікуване зниження технологічних витрат електроенергії від цього заходу може скласти 29 тис.кВт·год в рік.

Зроблено аналіз підстанції напругою 35/10 кВ як об'єкту підвищеної небезпеки зі шкідливими для обслуговуючого персоналу факторами.

Виконано розрахунок заземлюючого пристрою підстанції та її блискавкозахист.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

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

2. Голота А.Д. Автоматика в електроенергетичних системах. Навчальний посібник/А.Д.Голота - К.: Вища школа, 2006. - 367 с.

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

4. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии/Ю.С.Железко. М.: ЭНАС, 2009. - 456 с. Руководство для практических расчетов.

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

6. Керівні вказівки з улаштування повітряних ліній електропередачі 10(6) кВ: ГКД 34.20.505 – 2003. Наказ Мінпаливенерго України №223 від 12.05.2003. - ОЕП «ТРИФРЕ», 2003. - 56 с.

7. Купник М.П. Основи охорони праці/ М.П. Купник, М.П.Гандзюк, І.Ф. Степанець – К.: Основа, 2000. – 416 с.

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

9. Проектування систем електропостачання в АПК / С.О. Єрмолаєв, В.В. Козирський, І. П. Радько та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009 – 568с.

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

11. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А.Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. 350 с.