**Міністерство аграрної політики України**

**Таврійська державна агротехнічна академія**

##### **Кафедра** **«Електропостачання сільського господарства»**

**Електропостачання сільського**

**господарства**

***Методичні вказівки до курсового проекту***

для студентів за спеціальністю 6.091.901

**Мелітополь – 2004**

УДК 621.3.002

Методичні вказівки розробили: к.т.н., доцент Мунтян В.О.,

к.т.н., доцент Коваленко О.І., ст. викладач Галкіна Г.М.

Методичні вказівки розглянуті на засіданні кафедри ЕСГ.

Протокол № 7 від " 26 " лютого 2004 р.

Методичні вказівки рекомендовані методичною комісією

факультету Енергетики сільськогосподарського виробництва.

Протокол № 5 від " 18 " березня 2004 р.

Рецензент к.т.н., доцент кафедри “Енергетики”

Таврійська державна агротехнічна академія І.П. Назаренко.

Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни “Електропостачання сільського господарства” В.О. Мунтян, О.І. Коваленко, Г.М. Галкіна

Мелітополь , 2004 р. – 40 с. 8 іл. 15 таб.

**ЗМІСТ**

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ .............................................................................. 4

1. РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ НА ВВОДАХ ДО СПОЖИВАЧІВ 7

2. ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ РОЗМІЩЕННЯ СПОЖИВЧИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ .......................................................................... 8

3. РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 0,38 кВ ........ 9

4. ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА КІЛЬКОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ 10

5. РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 10 кВ 11

6. ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ 12

7. ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ ............................................................ 14

8. ПЕРЕВІРКА ПОВІТРЯНОЇ ЛІІЇ 0,38 кВ НА КОЛИВАННЯ НАПРУГИ ПІД ЧАС ПУСКУ ПОТУЖНОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА. 15

9. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ 16

10. ВИБІР АПАРАТУРИ 10 ТА 0,38 кВ .................................................. 20

11. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 кВ………………………………………………………………..………… 22

12. ОБЛАДНАННЯ МЕРЕЖ 10 ТА 0,4 кВ, ЩО ПРОЕКТУЮТЬСЯ 25

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ 26

ДОДАТОК……………................................................................................. 27

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Курсовий проект має за мету закріпити теоретичні знання студентів, навчити їх використовувати ці знання при вирішенні конкретних питань електропостачання сільських споживачів, привити вміння самостійної роботи з технічною літературою.

Проект складається з розрахунково-пояснювальної записки (25 - 30 сторінок рукописного тексту формату А4) та двох листів графічної частини формату А1.

**Лист 1** – ***“Електричні мережі 0,38 кВ. Схема електрична розташування*”**. На листі необхідно привести: план населеного пункту; місце встановлення споживчих ТП 10/0,4 кВ; повітряні лінії (ПЛ) 0,4 кВ. Для ПЛ-0,4 кВ необхідно вказати: кількість і марку проводів, їх довжину, втрату напруги до віддалених споживачів, місця встановлення опор, місця розміщення повторних та грозозахисних заземлень. На листі також приводиться специфікація на матеріали та обладнання.

**Лист 2 – *“Трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ. Схема електрична принципова”***. На листі також приводиться специфікація на електрообладнання підстанції.

**Зміст пояснювальної записки**: титульний лист, завдання на курсовий проект, відомість проекту, реферат, зміст, вступ, розрахунково-пояснювальна частина, висновки, список літератури.

***Розрахунково-пояснювальна записка та графічна частина проекту повинні бути виконані у відповідності з вимогами ЕСКД та ДСТУ [10,11 ].***

**1 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ НА ВВОДАХ ДО СПОЖИВАЧІВ**

За вказаним в завданні варіантом необхідно вибрати і представити на листі формату А1 в стандартному масштабі план населеного пункту (Додаток А), вибрати споживачі електричної енергії та їх навантаження (Додаток Б).

Розрахунок навантажень на вводах до споживачів ведеться паралельно для денного і вечірнього максимумів навантаження. Розрахункові навантаження (денне та вечірнє) на вводах у виробничі, побутові та комунальні приміщення приймаються із завдання, або згідно [1 с.30; 9 с.113 ] (якщо вони не наведені у завданні).

Коефіцієнт участі у денному максимумі побутового навантаження складає 0,3, а у вечірньому – 1,0 (для споживачів без електроплит) [1с.37].

**1.1 Розрахунок навантажень для групи житлових будинків**

Для групи житлових будинків навантаження вечірнього максимуму дорівнює:

(1)

де *n* – кількість будинків у групі (визначається із завдання), шт.;

*ko* – коефіцієнт одночасності (для будинків однієї групи) [1 с.38; 5 с.145; 9 с.118];

*Ро* – розрахункове навантаження на вводі в житловий будинок [1 с.37; 5 с.140; 9 с. 115], Вт.

Навантаження денного максимуму групи житлових будинків дорівнює:

(2)

**1.2** **Розрахунок потужності зовнішнього освітлення населеного пункту**

Потужність зовнішнього освітлення населеного пункту визначається з виразу:

, (3)

де *L* – загальна довжина вулиць у населеному пункті, м;

*N* – кількість виробничих приміщень, шт.;

*Ро вул., Ро nрим.* – нормативне навантаження зовнішнього освітлення, відповідно   
на один погонний метр вулиці та на одне виробниче приміщення [1 с.38; 5 с.144; 9 с.115], кВт.

**2 ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ РОЗМІЩЕННЯ СПОЖИВЧИХ**

**ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ**

**2.1 Розрахунок координат центра навантаження**

Кількість споживчих трансформаторних підстанцій (ТП) у сільському населеному пункті залежить від реального розміщення окремих споживачів у населеному пункті, наявності споживачів першої категорії, сумарної потужності навантаження.

У курсовому проекті кількість ТП приймається згідно до завдання. Трансформаторну підстанцію, як правило, встановлюють у центрі навантажень зони її дії.

Координати центру навантажень визначають як:

 (4) , (5)

де *Рi* – розрахункова потужність на вводі *і-*го споживача, кВт;

*xi, yi* – відстань до *і-*го споживача за координатними осями.

Масштаб та розміщення осей координат вибирають довільно.

Розрахунок центра навантаження ведеться за одним, денним або вечірнім, максимумом, для якого сумарне навантаження більше.

Розрахунок доцільно звести в таблицю.

Таблиця 1 – Розрахунок координат центру навантажень

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № споживача на плані | Найменування  споживача | РД, кВт | РВ, кВт | x, см | y, см | P ⋅ x | P ⋅ y |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |

Для електропостачання сільськогосподарських споживачів використовують комплектні трансформаторні підстанції (КТП) 10/0,4 кВ. Вибір типу КТП залежить від числа та розрахункової потужності трансформаторів, кількості споживачів та кількості ліній 0,4 кВ, що відходять від КТП [1 с.372; 5 с.157; 8 с.124].

**2.2 Трасування повітряних ліній 0,38 кВ**

Після визначення місця розміщення ТП вирішується питання про кількість ліній та трасу їх проходження [5 с.252]. Для електропостачання населеного пункту потрібно прийняти, як правило, не більше 3-х ліній 0,38 кВ, що відходять від однієї ТП, а для потужних трансформаторних підстанцій (250 кВА і вище) – не більше 5 [5].

Для кожної лінії складають розрахункову схему, на якій показують споживачів, навантаження денного та вечірнього максимумів (*РД* і *РВ*), нумерацію розрахункових ділянок, їх довжину. Житлові будинки кількістю до 10 можна представити як одне навантаження. Розрахункові схеми припускається викреслювати без масштабу.

**3 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 0,38 кВ**

Розрахунок навантажень на окремих ділянках лінії 0,38 кВ залежить від характеру навантажень [1 с.38; 9 с. 116]. Якщо навантаження не однорідні або не сумірні – розрахунок ведеться методом надбавок. Розрахунок починають з кінця лінії:

(6)

де *Рб* – більше з навантажень, кВт;

*ΔРм* – надбавка від меншого навантаження [1 с.39; 9 с.116], кВт.

У курсовому проекті необхідно навести приклад розрахунку навантажень для ділянок однієї лінії. Розрахунок навантажень інших ліній можна представити у формі таблиці.

Таблиця 2 – Розрахунок навантажень ПЛ – 0,38 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Ділянка лінії | Максимальне навантаження | | Мінімальне навантаження | | Надбавки | | Розрахункове навантаження | | Коефіцієнт  потужності | | Повна  розрахункова потужність | |
| РД,  кВт | РВ,  кВт | РД,  кВт | РВ,  кВт | Δ РД,  кВт | Δ РВ,  кВт | РРД,  кВт | РРВ,  кВт | Cos Д | Cos В | SРД,  кВА | SРВ,  кВА |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |

Середньозважений коефіцієнт потужності на ділянках лінії з різнорідними навантаженнями визначається за формулою:

, (7)

де *Pi* – розрахункове навантаження (денне або вечірнє) *i*-го споживача, кВт;

*cos ϕi*–коефіцієнт потужності *i*-го споживача [1 с.39; 9 с. 118].

Значення повних потужностей на ділянках лінії визначається із виразів:

 ;.(8)

**4 ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА КІЛЬКОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

**4.1 Визначення розрахункової потужності силових трансформаторів**

Визначення розрахункової потужності силових трансформаторів одно, або двотрансформаторних підстанцій виконується методом надбавок шляхом підсумовування розрахункових активних потужностей на головних ділянках ліній 0,38 кВ, що відходять від підстанції (окремо денних та вечірніх). Потужність зовнішнього освітлення своїм повним розміром додається до сумарного вечірнього максимуму.

(9)

(10)

де *РРД лін. Б* , *РРВ лін. Б* – більше з розрахункових, відповідно денних та вечірніх, навантажень ліній, що відходять від підстанції, кВт;

,  – сума надбавок від менших розрахункових, відповідно денних та вечірніх, навантажень ліній, кВт.

Повна розрахункова потужність трансформатора (денна або вечірня) визначається через відповідний коефіцієнт потужності [1 c.39; 9 с. 118] за формулою (8).

За розрахункову приймається більша з двох (денна або вечірня) потужність трансформатора.

**4.2 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів**

Вибір встановленої потужності трансформаторів одно та двотрансформаторних підстанцій виконується із умови їхньої роботи в нормальному режимі за економічними інтервалами навантажень

(11)

де *SPпід.* – розрахункове навантаження підстанції, кВА;

*n* – кількість трансформаторів, шт.;

 – мінімальна і максимальна межа економічного інтервалу навантаження трансформатора прийнятої номінальної потужності (Додаток Е), кВА.

Прийняті номінальні потужності трансформаторів перевіряються із умови їх роботи у нормальному режимі експлуатації за допустимими систематичними навантаженнями. Для забезпечення нормального режиму експлуатації підстанції вибрані номінальні потужності трансформаторів перевірять за співвідношенням:

, (12)

де *SР, SН* – відповідно, розрахункова і номінальна потужність трансформатора, кВА;

*n* – кількість трансформаторів, шт.;

*kс* – коефіцієнт допустимого систематичного перевантаження трансформатора.

, (13)

де *kcm* – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження, яке відповідає табличній середньодобовій температурі (Додаток Е);

α – розрахунковий температурний градіент (Додаток Е), 1/0С;

*tn* – середньодобова температура повітря (із завдання), 0С;

*tnm* – середньодобова таблична температура повітря (Додаток Е), 0С.

**5 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 10 кВ**

Розрахунок навантажень виконується для лінії 10 кВ заданої конфігурації (Додаток В), згідно із варіантом завдання. Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ та довжини ділянок лінії 10 кВ вказані, відповідно у додатку Г та додатку Д.

Розрахункові навантаження на ділянках ліній 10 кВ визначаються шляхом підсумовування навантажень (денних і вечірніх окремо) на вводах до споживчих ТП з урахуванням коефіцієнта одночасності:

, , (14)

де *kо* – коефіцієнт одночасності [1 с.42; 5 с.145; 9 с. 120];

*РД i і РВ i* – навантаження денного і вечірнього максимумів *i*-ї підстанції, кВт.

Для прикладу необхідно навести визначення розрахункових навантажень декількох ділянок повітряної лінії 10 кВ. Для інших ділянок лінії розрахунок навантажень бажано виконати в табличній формі.

Таблиця 3 – Розрахунок навантажень ПЛ–10 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Ділянка | ∑РДi,  кВт | ∑РВi,  кВт | KO | РРДi,  кВт | РРВi,  кВт | cos ϕД | cos ϕВ | SРДі.,  кВА | SРВі,  кВА |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |

**6 ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ**

Допустима втрата напруги в лініях 0,38 і 10 кВ визначається за відхиленням напруги у споживачів, яка повинна бути в межах ± 5 % від номінальної.

Загальна допустима втрата напруги під час 100 % навантаження дорівнює:

, (15)

де  – відхилення напруги біля джерела живлення при 100 % навантаженні (для системи 35/10/0,4 кВ – на шинах 10 кВ підстанції 35/10 кВ), %;

 – допустиме відхилення напруги у споживача при 100 % навантаженні, %;

 – сума постійних та перемінних надбавок напруги трансформаторів, %;

 – сумарні втрати напруги в лініях та в трансформаторах при 100% навантаженні, %.

Одержану загальну допустиму втрату напруги необхідно розділити приблизно порівну між лініями мережі 10 і 0,38 кВ.

Відхилення напруги у найближчого до джерела живлення споживача при 25% навантаженні віддаленої ТП перевіряємо за виразом:

,(16)

де  – відхилення напруги біля джерела живлення при 25 % навантаженні, %;

 – сума постійних та перемінних надбавок напруги трансформаторів, %;

 – сумарні втрати напруги в лініях та в трансформаторах при 25% навантаженні, %.

Для розрахунку допустимої втрати напруги складається таблиця відхилень напруги (Таблиця 4) [8 с.66; 9 с. 88].

*Приклад визначення допустимої втрати напруги в мережі.*

Визначимо допустиму втрату напруги в мережі (Рисунок1). Будемо вважати, що РТП 35/10 кВ (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати напругу на шинах 10 кВ в межах  = +5%,  = 0% (задається у завданні).

РТП 35/10 кВ

ПЛ 10 кВ

# ПТП

ВТП

ПЛ - 0,38 кВ

ПЛ - 0,38 кВ

# А

# Б

ПЛ 35 кВ

Рисунок 1 – Розрахункова схема мережі.

Таблиця 4 – Відхилення та втрати напруги на елементах системи

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Елемент установки | Відхилення напруги, % | | | |
| Найбільш віддалена ТП (ВТП) | | Проектована ТП (ПТП) | |
| 100% | 25% | 100% | 25% |
| Відхилення напруги на шинах 10 кВ | +5 | 0 | +5 | 0 |
| Лінія 10 кВ | –7 | –1,7 | –3 | –0,75 |
| Трансформатор 10/0,4 кВ |  |  |  |  |
| – постійна надбавка | +5 | +5 | +5 | +5 |
| – перемінна надбавка | +2,5 | +2,5 | 0 | 0 |
| – втрати | –4 | –1 | –4 | –1 |
| Лінія 0,38 кВ | –6,5 | 0 | –8 | 0 |
| Відхилення напруги у споживача | –5 | 4,8 < +5 | –5 | 3,25 < +5 |

Для віддаленої ТП приймаємо надбавку трансформатора + 7,5 % (+5 – постійна; +2,5 – перемінна надбавка). Тоді сумарно допустима втрата напруги в мережах 10 і 0,38 кВ складе:



Загальна втрата напруги ділиться приблизно порівну між мережами 10 і 0,38 кВ.



Перевіримо відхилення напруги у найближчого споживача (точка А) при 25% навантаженні віддаленої ТП. Для цього будемо вважати, що втрата напруги в мережі 0,38 кВ дорівнює нулю – 



Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 10 кВ, яка дорівнює –7% (дивись таблицю 4), в пункті 7 проекту перевіряються вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ. Дійсна втрата напруги в мережі, визначена шляхом розрахунків, має бути не більша заданої.

Після розрахунків ПЛ–10 кВ (пункт 7) визначається дійсна втрата напруги до проектованої ТП. Припустимо дійсна втрата напруги до даної ТП (дивись рисунок 1) в лінії 10 кВ складає – 3%. Значення втрати напруги підставляємо в третю колонку таблиці 4 і визначаємо допустиму втрату напруги в лініях 0,38 кВ проектної ТП. Для віддаленої ТП приймаємо надбавку трансформатора + 5 % (+5 – постійна; 0 – перемінна надбавка). Тоді допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ складе



Відхилення напруги в режимі мінімальних навантажень :



За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ проектованої ТП, яка дорівнює – 8% (Таблиця 4) в пункті 7 курсового проекту перевіряються вибранні перерізи проводів лінії 0,38 кВ. Дійсна втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, має бути не більша заданої.

**7 ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ**

Вибір перерізів проводів в мережах 0,38 к і 10 кВ проводиться за найменшими приведеними річними затратами [3 с.27; 5 с.262; 8 с.77] з наступною їх перевіркою на допустиму втрату напруги.

Розрахунок ведеться для домінуючого (вечірнього або денного) максимуму навантаження на головних ділянках ліній.

Кожному значенню площини перерізу проводу відповідає інтервал навантажень [1 с.487; 3 с. 306; 5 с. 267; 9 с. 110] згідно з яким приведені витрати будуть мінімальні (Додаток К).

Проводи вибирають за еквівалентною потужністю:

(17)

де *kд* – коефіцієнт динаміки зростання навантаження, для ліній що будуються  
kд = 0,7 [1 с. 41; 9 с. 120];

*SР* – розрахункове навантаження ділянки лінії, кВА.

Втрата напруги на розрахункових ділянках ліній визначається за формулою:

(18)

де  – питома втрата напруги (Додаток М) [ 9 с. 111], %/кВА⋅км;

 – довжина ділянки лінії, км.

Результати розрахунків доцільно звести у таблицю 5, окремо для ПЛ–10 кВ та ПЛ– 0,38 кВ.

Таблиця 5 – Вибір проводів ПЛ–10 кВ (0,38 кВ)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Ділянка | SР, кВА | kд | SЕКВ. , кВА | Lділ., км | Fосн., мм2 | Втрати напруги, % | | | Fдод , мм2 | Втрати напруги, % | | |
| ΔUпит,  %/кВА ⋅км | на ділянці | від РТП  (або ТП) | ΔUпит, %/кВА ⋅ км | на ділянці | від РТП  (або ТП) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |

Спершу за економічним інтервалом вибирається основний переріз проводу, якщо він не задовольняє вимозі допустимої втрати напруги, то приймається додатковий переріз, починаючи з головної ділянки.

**8 ПЕРЕВІРКА ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 0,38 кВНА КОЛИВАННЯ НАПРУГИ ПІД ЧАС ПУСКУ ПОТУЖНОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА**

Для того, щоб коливання напруги в мережі 0,38 кВ під час пуску асинхронного електродвигуна знаходилося у заданих межах, необхідно щоб виконувалася умова

(19)

де  – допустиме коливання напруги (задається у завдані на проект), %;

 – фактичне коливання напруги, %.

(20)

де *Zм* – повний опір електричної мережі, Ом;

Zеп – повний опір короткого замикання асинхронного двигуна, Ом.

**,**(21)

де *Zл* – повний опір лінії від трансформатора до двигуна, Ом,

*Zт* – повний опір трансформатора, Ом.

, (22)

де *roi, xoi* – питомі опори проводів *i*–тої ділянки лінії [1 с.458; 9 с. 93], Ом/км;

*li* – довжина *i*–ї ділянки лінії, км.

 , (23)

де *Uк%* – напруга короткого замикання трансформатора [1 с.473], %;

*Uн* – номінальна напруга трансформатора зі сторони низької напруги, кВ;

*Sнт* – номінальна потужність трансформатора (проектованої ТП 10/0,4 кВ), кВА.

, (24)

де *Uн* – номінальна напруга мережі, В;

*ki* – кратність пускового струму електродвигуна;

*Iнд*. – номінальний струм електродвигуна (каталожні дані), А.

**9 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ**

Розрахунок струмів короткого замикання (к.з.) виконується з метою вибору і перевірки обладнання, струмоведучих частин на термічну та динамічну стійкість в режимах коротких замикань, проектування релейного захисту, грозозахисту, пристроїв заземлення.

Для визначення струмів к.з. використовують один із двох методів: 1) метод практичних (іменованих) одиниць – в цьому випадку параметри схеми виражають у іменованих одиницях (омах, вольтах, амперах та ін.); 2) метод відносних одиниць – параметри схеми виражаються в долях або процентах від величини, що прийнята в якості основної (базисної). Для нескладних схем розрахунки доцільно вести методом іменованих одиниць.

**9.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі 10 кВ**

Для лінії 10 кВ (Рис. 2) струми к.з. необхідно розраховувати в наступних точках:

* точка К1 (шини 10 кВ РТП 35/10 кВ) – для вибору масляного вимикача, роз'єднувача, трансформаторів струму та розрахунку релейного захисту;
* точка К2 (шини 10 кВ віддаленої ТП10/0,4 кВ) – для розрахунку релейного захисту;
* точка К3, (шини 10 кВ розрахункової ТП 10/0,4 кВ) – з метою вибору роз'єднувача і запобіжників на ТП 10/0,4 кВ;
* точка К4 (шини 10 кВ найближчої ТП) – для розрахунку струмової відсічки лінії.

В курсовому проекті пропонується виконати розрахунок струмів к.з. методом іменованих одиниць. Для розрахункової схеми електричної мережі (Рис. 2) необхідно скласти схему заміщення (Рис. 3) і виконати розрахунок струмів к.з. у вказаних точках.

ВТП

Sк.с.

# К1

## ПТП

# БТП

# К2

# К3

# К4

## РТП

Рисунок 2 – Розрахункова схема електричної мережі.

К2

К3

RЛ1

RЛ2

RЛ3

RЛ5

RЛ4

ХЛ5

ХЛ4

ХЛ2

ХЛ1

ХЛ3

ХТ

ХС

К1

К4

Рисунок 3 – Схема заміщення електричної мережі.

Всі опори схеми приводяться до однієї базисної напруги *Uб*. За базисну напругу приймається середня напруга тієї ступені, де визначається струм к.з.

(25)

Опори елементів схеми обчислюються за такими формулами:

– Опір системи:

 , (26)

де *Sкс* – потужність к.з. системи, ВА.

– Опір лінії:

, (27) , (28)

де *Ucн* – середня номінальна напруга лінії (1,05*Uн*), В;

*ro, xo* – відповідно активний та реактивний питомі опори проводів лінії [1 с.458; 9 с. 93]), Ом/км.

– Опір трансформатора :

, (29)

де  – напруга к.з. трансформатора (із завдання, або [1 с.473]), %;

 – номінальна потужність трансформатора (із завдання), ВА.

Повний результуючий опір до точки к.з. визначається:

.(30)

Активний опір враховується тільки в тому випадку, якщо ∑*Ri* ≥ *1/3*∑*Xi* .

Струм трифазного короткого замикання визначається за формулою [1с.188;3; 9]:

 .(31)

Потужність триполюсного к.з.:

.(32)

Ударний струм триполюсного к.з.:

 (33)

де *ку* – ударний коефіцієнт, значення якого визначається в залежності від місця к.з. [1 с.181; 9 с. 224].

Струм двополюсного к.з. :

 (34)

**9.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі 0,38 кВ**

В мережах 0,38 кВ необхідно визначити струм триполюсного к.з. на шинах   
0,38 кВ розрахункової ТП та однополюсний струм к.з. в кінці кожної лінії 0,38 кВ.

Для визначення струмів к.з в мережі 0,38 кВ необхідно також навести розрахункову схему мережі та скласти схему заміщення (дивись п. 9.1).

Триполюсний струм к.з. на шинах 0,38 кВ ТП 10/0,4 кВ визначається:

(35)

Струм однополюсного к.з. визначається в найбільш віддаленій точці кожної лінії 0,38 кВ за формулою:

, (36)

де *Zт* – повний опір силового трансформатора струму к.з. на корпус [1 с.195], Ом;

Zn – повний опір петлі фазний – нульовий провід до точки к.з., Ом.

,(37)

де *roфi, roнi* – питомий активний опір, відповідно фазного і нульового проводів на *і-*й ділянці лінії [1 с.458, с.470], Ом/км ;

*хфн* – питомий індуктивний опір петлі «фаза–нуль» (для проводів із кольорового металу приймається *хфн* = 0,6 Ом/км [1 с.196]).

**10 ВИБІР АПАРАТУРИ 10 і 0,38 кВ**

Згідно із ПУЕ всі електричні апарати вибирають за родом установлення, номінальним струмом і напругою, а також перевіряють їх на термічну і динамічну стійкість. Апарати захисту перевіряють на чутливість і селективність дії.

Розрахунок максимальних робочих струмів (тривалого режиму) виконується за формулою:

, (39)

де *Sроз*– максимальна розрахункова потужність відповідної ділянки лінії, кВА;

Uн – номінальна напруга мережі, кВ.

Для керування відхідною лінією 10 кВ на РТП 35/10 кВ встановлюються роз'єднувачі (шинні і лінійні), високовольтний вимикач (масляний або вакуумний), трансформатори струму для живлення кіл обліку і релейного захисту. Параметри обладнання наведені в [3 с.133,170; 5 с.191; 8 с.98] або в іншій довідковій літературі.

З боку високої напруги проектованої ТП 10/0,4 встановлюється роз'єднувач, розрядники і запобіжники. На відхідних лініях 0,4 кВ, як правило, встановлюються автоматичні вимикачі, на вводі 0,38кВ – рубильник або автоматичний вимикач. Дані для апаратури до 1000 В можна знайти в [3;5;8].

В курсовому проекті необхідно зробити вибір перелічених вище електричних апаратів на напругу 10 та 0,38 кВ.

**10.1 Вибір апаратури 10 кВ**

Вибір і перевірку електричних апаратів 10 кВ зручно проводити табличним способом (Таблиця 6). Форму таблиць і порядок вибору наведено в [3 с.170; 5 с.205].

Таблиця 6 – Вибір високовольтного вимикача

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Умови вибору | Параметри апарату | Розрахункові дані |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

На динамічну стійкість під час к.з. апарати перевіряються шляхом порівняння паспортних даних апарату з ударним струмом триполюсного к.з. *іу*(3) у місці його встановлення.

Термічна стійкість перевіряється за виразом:

,(40)

де *Іt* – струм термічної стійкості для часу t (каталожні дані апарата) [5 с.201], кА;

*Іуст* – усталений струм к.з. в місці встановлення апарату, кА;

*tпр* – приведений час проходження струму к.з. , с.



де *tЗ* – витримка часу максимального струмового захисту, *tЗ* = 1,2 с;

*tВ*– час вимикання вимикача, *tВ*= 0,2 с .

Трансформатори струму перевіряються:

на динамічну стійкість

,(41)

де *kд* – кратність струму динамічної стійкості (каталожні дані) [5 с.201];

*Ін1* – номінальний первинний струм трансформатора, А;

і на термічну стійкість:

,(42)

де kt – кратність струму термічної стійкості, що відповідає часу t = 1с.

**10.2 Вибір апаратури 0,38 кВ**

Вибір і перевірку апаратів 0,38 кВ слід виконувати табличним способом, дані про вбрані апарати та розрахункові дані мережі заносяться в таблицю 7.

Таблиця –7 – Вибір і перевірка апаратів 0,38 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Місце встановлення | Розрахункові дані | | | | Параметри автомату | | | | | Висновок |
| Іроб. макс,  А | ,  кА | ,  кА | ,  кА | Ін.авт, А | Ін.р/Івідс | іmax | /Івідс. | /Ін.р. |
| Ввід |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| ПЛ–1і т.д. |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Чутливість захисного обладнання повинна відповідати наступним умовам:

* для автоматів, які мають тільки електромагнітний розчіплювач

,(43)

1,25 – при *Ін. авт*. > 100 А; 1,4 – при *Ін. авт.*< 100 А;

де  – струм однополюсного короткого замикання, А;

*І відс* – струм відсічки автомата, А.

* для автоматів з тепловим або комбінованим розчіплювачем:

, (44)

де *Ін.р..* – номінальний струм теплового розчіплювача, А.

– для запобіжників:

,(45)

де *Ін.в*. – номінальний струм плавкої вставки запобіжника, А.

Якщо вибрані апарати захисту не забезпечують потрібну чутливість, то необхідно зменшити опір петлі "фаза–нуль" (збільшити площу перерізу проводів), збільшити потужність трансформатора або застосувати інші додаткові засоби захисту від фазних замикань на землю (наприклад встановити автоматичні вимикачі, які мають додатково незалежний розчіплювач, на який діє реле струму із обмоткою в нульовому проводі лінії) [3 с. 286].

**11 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 кВ**

Релейний захист – це автоматичний пристрій, який складається із декількох приладів – реле, які реагують на зміну режиму на будь-якій ділянці мережі та подають імпульс на відключення даної ділянки комутаційними апаратами, або на сигналізацію. Для правильного та своєчасного виконання своїх функцій релейний захист повинен забезпечувати необхідну швидкість дії, чутливість, селективність та надійність.

Для ПЛ –10 кВ в якості основного захисту від міжфазних коротких замикань, як правило, застосовується максимальний струмовий захист (МСЗ), в якості додаткового – струмова відсічка (СВ) [1 с.300; 9 с. 263].

**11.1 Розрахунок максимального струмового захисту лінії 10 кВ**

Розрахунок МСЗ необхідно починати з найпростішої однорелейної схеми на різницю струмів двох фаз. Якщо ця схема не проходить за чутливістю, то застосовують більш складні схеми.

Струм спрацювання МСЗ повинен відстроюватися від робочого струму лінії з урахуванням можливих кидків струму самозапуску двигунів:

 (46)

де *kн* – коефіцієнт надійності, приймається для реле типу РТ–85, РТ–40 *kн* = 1,2; для реле РТВ – *kн* = 1,3 [1 с.303; 3 с.206; 5 с.230; 9 с. 265];

*kс.зап*– коефіцієнт самозапуску, для лінії сільськогосподарського призначення може бути прийнятий 1,2…1,3 [1 с.303; 3 с.206; 5 с.230; 9 с. 265];

*kп* – коефіцієнт повернення реле, *kп* = 0,8…0,85 [1 с.303; 3 с.206; 5 с.230; 9 с. 265].

Селективна дія МСЗ лінії 10 кВ і запобіжників ТП 10/0,4 кВ забезпечуються, якщо виконується умова

 (47)

де *Іпл.(5)* – струм, при якому плавка вставка запобіжника (найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ) згорає за 5 секунд [5 с.210], А.

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

(48)

де *Іс.з.*. – найбільший, з отриманих за виразами (46) та (47), струм спрацювання захисту, А;

 – коефіцієнт схеми [1 с.302; 3 с.206; 9 с. 265];

 – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

За умовою надійного спрацювання електромагніту вимикання зі струмом спрацювання 5А:

 (49)

Найбільше із значень, отриманих за виразами (48) і (49) округляється до струму уставки (*ІУ*) обраного типу реле, за умови, що

*Іу ≥ Іс.р.*

Чутливість захисту визначається за формулою:

(50)

де *І к.min* – струм двополюсного к.з. у кінці ділянки, що захищається, А;

*kcx.min* – мінімальна величина коефіцієнта схеми з'єднання трансформаторів

струму.

**11.2 Розрахунок струмової відсічки**

Струм спрацьовування відсічки ПЛ –10 кВ вибирається за такими умовами:

– Струм спрацьовування відсічки повинен бути більшим ніж максимальний струм к.з. у кінці ділянки, що захищається:

 (51)

де *Іс.в*. – струм спрацювання відсічки, А;

*Ік,мах*– максимальний струм к.з. (трифазного) у точці підключення найближчого трансформатора 10/0,4 кВ, А;

*kн* – коефіцієнт надійності (для реле РТ– 40 *kн* = 1,2…1,3; для реле РТ– 80 і

РТМ *kн* = 1,5…1,6).

– Струмова відсічка не повинна спрацьовувати під час кидків струму намагнічування трансформаторів 10/0,4 кВ:

,(52)

де ****** *Sн.тр* – сумарна потужність усіх ТП 10/0,4 кВ, що живляться від цієї лінії, кВА.

Струм спрацювання реле відсічки визначається за формулою:

(53)

де *І с.в.* – найбільше із значень, отримане за виразами (51) і (52).

Для реле типу РТ–85 находять кратність відсічки:

(54)

де *ІУ* – струм уставки МСЗ реле РТ –85, А.

Чутливість відсічки:

(55)

де  – струм к.з. у місці установлення захисту в найбільш сприятливому за умовами чутливості режимі (триполюсне к.з.).

– коефіцієнт схеми.

Згідно із ПУЕ [4] для додаткових захистів повітряних ліній *kЧ ≥ 1,2.*

Ефективність відсічки оцінюється зоною її дії (не менш 15–20% довжини лінії).

При розрахунку релейного захисту необхідно привести принципову схему захисту [1; 5; 9].

**12 ОБЛАДНАННЯ МЕРЕЖ 10 та 0,4 кВ, ЩО ПРОЕКТУЮТЬСЯ**

У даному розділі проекту необхідно привести конструктивні рішення з приводу обладнання зовнішніх електричних мереж. При цьому необхідно описати наступне:

1. тип і конструкцію опор ліній 0,4 і 10 кВ;
2. тип та варіанти виконання траверс;
3. типи ізоляторів, що застосовані;
4. способи кріплення проводів на опорах;
5. тип ТП 10/0,4 кВ і спосіб її монтажу (встановлення);
6. схеми і конструкції контурів заземлення.

Опис повинен бути стислим, з обов’язковим наведенням відповідних пояснюючих рисунків і ескізів.

**СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ**

1. Будзко И. Ф., Зуль Н. М. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
2. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения с/х. – М.: Сельэнергопроект № 8, 1981.
3. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства /под ред. И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
4. Правила устройства электроустановок. –М.: Энергопромиздат, 1985.
5. Коганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование. –М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
6. Крючков И.П., Кувшинский Н.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочные материалы) – М.:Энергия, 1979.
7. Какуевицкий Л. И., Смирнова Т. В. Справочник по реле защиты и автоматики. – М.: Энергия, 1972.
8. Харкута К.С., Яницкий С.В., Ляш Э.В. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства. – М.: Агропромиздат, 1992. – 223с.
9. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства. – 2-е вид. перероб. та доп. – К.: Вища школа. Головне вид-во, 1983.– 343с.
10. ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.
11. ДСТУ 3008-95 Документація. Звіти у сфері науки і техніки.

**Додаток А**

1.12

1.14

8

1.13

1.15

1.22

1.20

1.21

1.10

1.11

2

9

1.7

1.5

1.6

11

1.17

11.18

1.16

1.19

4

1.24

1.25

1.23

5

1.1

1.2

1.4

6

1.8

1.3

1.9

3

7

10

24

27

15

26

17

21

13

12

28

23

22

16

20

18

19

14

25

**М 1 : 2500**

Рисунок А.1 – План населеного пункту. Варіант 1.

**Продовження додатку А**

1.9

1.10

5

2

1.3

1.4

1.1

1.2

11

4

1.16

1.17

1.15

1.22

1.23

1.21

1.5

1.7

8

1.6

1.8

1.13

1.14

1.11

1.12

1.18

1.19

6

1.24

1.20

1.25

3

7

10

24

17

15

12

27

21

13

26

23

28

14

19

25

18

16

22

20

9

**М 1 : 2500**

Рисунок 2 – План населеного пункту. Варіант 2.

**Продовження додатку А**

1.10

1.12

8

1.11

1.13

1.18

1.16

1.17

1.8

1.9

7

2

1.7

1.5

1.6

11

1.14

1.15

1.20

1.19

5

1.1

1.2

1.4

6

1.3

3

4

10

15

24

26

27

17

21

13

12

28

23

22

16

20

18

19

14

25

9

**М 1 : 2500**

Рисунок А.3 – План населеного пункту. Варіант 3.