

Міністерство освіти і науки України  
Сумський державний університет  
Факультет електроніки та інформаційних технологій  
Кафедра електроенергетики

Завідувач кафедри  
електроенергетики  
\_\_\_\_\_ І.Л. Лебединський  
"\_\_\_" \_\_\_\_\_ 2021 р.

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

На тему: Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір  
електрообладнання

Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка

Виконала студентка гр. ЕТ-71 \_\_\_\_\_ Рябченко Н.В.

Керівник: к.т.н., доцент \_\_\_\_\_ Василюга П.О.

Сумський державний університет

Факультет ЕЛІТ Кафедра електроенергетики

Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ Лебединський І.Л.

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

### ЗАВДАННЯ

до виконання кваліфікаційної випускної роботи бакалавра

Рябченко Наталія Володимирівна

1.Тема роботи: «Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання»

затверджена наказом по університету № \_\_\_\_\_ від “ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

2.Термін здачі студентом закінченої роботи 01.06.2021 р.

3.Вихідні дані до роботи: довжини ліній, потужності навантажень та категорії споживачів, конфігурація мережі.

4.Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

1. Вступ

2. Розділ 1 Розрахунок електричної мережі живлення

3. Розділ 2 – Перевірка трансформаторів на перевантаження та вибір комутаційного обладнання

4. Розділ 3 – Розрахунок релейного захисту

5. Розділ 4 – Охорона праці

6. Висновки

7. Список використаної літератури

8. Додатки

| Змін.     | Арк. | № докум.          | Підпис | Дата | БР 6.050701.464 ПЗ   |       |      |         |
|-----------|------|-------------------|--------|------|--|-------|------|---------|
| Розроб.   |      | Рябченко Н.В..    |        |      | Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання | Літ.  | Арк. | Аркушів |
| Перевір.  |      | Василега П.О.     |        |      |  |       | 2    | 87      |
| Реценз.   |      |                   |        |      |  | СумДУ |      |         |
| Н. Контр. |      |                   |        |      |  |       |      |         |
| Затверд.  |      | Лебединський І. Л |        |      |  |       |      |         |

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| №<br>п/п | Назва етапів роботи                       | Термін виконання<br>етапів роботи | Примітка |
|----------|---|-----------------------------------|----------|
| 1        | Розрахунок електричної мережі             | 25.04.21-02.05.21                 |          |
| 2        | Розрахунок електричної частини підстанції | 02.05.21-12.05.21                 |          |
| 3        | Релейний захист трансформатора.           | 12.05.21-23.05.21                 |          |
| 6        | Охорона праці.                            | 23.05.21-26.05.21                 |          |
| 7        | Оформлення графічного матеріалу           | 26.05.21-29.05.21                 |          |
| 8        | Оформлення пояснювальної записки          | 30.05.21                          |          |
| 9        | Здача роботи на перевірку                 | 30.05.21                          |          |
| 10       | Захист роботи                             | 04.06.21                          |          |

Студент \_\_\_\_\_

(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_

(підпис)

|              |             |                   |               |             |  |              |             |                |
|--------------|-------------|-------------------|---------------|-------------|--|--------------|-------------|----------------|
|              |             |                   |               |             | <b>БР 6.050701.464 ПЗ</b>  |              |             |                |
| <b>Змін.</b> | <b>Арк.</b> | <b>№ докум.</b>   | <b>Підпис</b> | <b>Дата</b> |  |              |             |                |
| Розроб.      |             | Рябченко Н.В..    |               |             | Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання | <b>Літ.</b>  | <b>Арк.</b> | <b>Аркушів</b> |
| Перевір.     |             | Василега П.О.     |               |             |  |              | 3           | 87             |
| Реценз.      |             |                   |               |             |  | <b>СумДУ</b> |             |                |
| Н. Контр.    |             |                   |               |             |  |              |             |                |
| Затверд.     |             | Лебединський І. Л |               |             |  |              |             |                |

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 87 с., 12 рис., 56 табл.

Тема роботи: Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання

Об'єкт дослідження – електрична мережа з встановленими силовими трансформаторами.

Мета роботи – необхідно розрахувати параметри, проаналізувати режими роботи та вибір обладнання електричних мереж, виконати основний релейний захист трансформатора та розглянути питання охорони праці.

Графічні матеріали: схема заміщення електричної мережі; схема первинних з'єднань підстанції, схеми релейного захисту.

Ключові слова: електрична мережа, підстанція, силовий трансформатор, розподільні пристрої, вибір обладнання підстанцій, РЗА, джерело живлення, схема електричних з'єднань, перехідні процеси, релейний захист;

электрическая сеть, подстанция, силовой трансформатор, распределительные устройства, выбор оборудования подстанций, РЗА, источник питания, схема электрических соединений, переходные процессы, релейная защита;

electrical network, substation, power transformer, switchgear, selection of substation equipment, relay protection, power supply, wiring diagram, transients, relay protection;

|           |      |                   |        |      |  |       |      |         |
|-----------|------|-------------------|--------|------|--|-------|------|---------|
|           |      |                   |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ   |       |      |         |
|           |      |                   |        |      |  |       |      |         |
| Змін.     | Арк. | № докум.          | Підпис | Дата | Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання | Літ.  | Арк. | Аркушів |
| Розроб.   |      | Рябченко Н.В..    |        |      |  |       | 4    | 87      |
| Перевір.  |      | Василега П.О.     |        |      |  |       |      |         |
| Реценз.   |      |                   |        |      |  |       |      |         |
| Н. Контр. |      |                   |        |      |  |       |      |         |
| Затверд.  |      | Лебединський І. Л |        |      |  | СумДУ |      |         |

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ПЛ – повітряна лінія;  
 ВН – висока напруга;  
 ДЖ – джерело живлення;  
 КЛ – кабельна лінія;  
 ЛЕП – лінія електропередач;  
 НН – низька напруга;  
 ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
 ПС – підстанція;  
 РПН – регулювання напруги під навантаження;  
 СН – середня напруга;  
 ТП – трансформаторна підстанція.  
 СП – само утриманий ізолюваний провід  
 К.З. – коротке замикання  
 ГОСТ – державний стандарт  
 РП – розподільний пристрій

|              |             |                   |               |             |  |              |             |                |
|--------------|-------------|-------------------|---------------|-------------|--|--------------|-------------|----------------|
|              |             |                   |               |             | <b>БР 6.050701.464 ПЗ</b>  |              |             |                |
| <b>Змін.</b> | <b>Арк.</b> | <b>№ докум.</b>   | <b>Підпис</b> | <b>Дата</b> | Розрахунок параметрів<br>електричних мереж та вибір<br>електрообладнання | <b>Літ.</b>  | <b>Арк.</b> | <b>Аркушів</b> |
| Розроб.      |             | Рябченко Н.В..    |               |             |  |              | 5           | 87             |
| Перевір.     |             | Василега П.О.     |               |             |  | <b>СумДУ</b> |             |                |
| Реценз.      |             |                   |               |             |  |              |             |                |
| Н. Контр.    |             |                   |               |             |  |              |             |                |
| Затверд.     |             | Лебединський І. Л |               |             |  |              |             |                |

## Зміст

|   |    |
|---|----|
| ВСТУП .....   | 9  |
| 1 Розрахунок електричної мережі живлення.....   | 10 |
| 1.1 Вихідні дані .....  | 10 |
| 1.2 Проектування конфігурацій електричних мереж .....   | 11 |
| 1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А .....   | 14 |
| 1.3.1 Визначення довжин ліній для схеми А .....   | 14 |
| 1.3.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми А ..... | 15 |
| 1.3.3 Вибір трансформаторів для схеми А.....  | 19 |
| 1.3.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми А 22                        |    |
| 1.4 Аварійний режим роботи електричної схеми А .....  | 26 |
| 1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми А  | 28 |
| 2 Перевірка трансформаторів на перевантаження та вибір комутаційного обладнання.....                    | 31 |
| 2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів.....   | 31 |
| 2.2 Розрахунок струмів короткого замикання .....  | 35 |
| 2.3 Вибір вимикачів електричних апаратів розподільчого пристрою і струмоведучих частин .....            | 37 |
| 2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кв.....   | 38 |

|           |      |                   |        |      |                           |      |         |
|-----------|------|-------------------|--------|------|---------------------------|------|---------|
|           |      |                   |        |      | <b>БР 6.050701.464 ПЗ</b> |      |         |
| Змін.     | Арк. | № докум.          | Підпис | Дата |                           |      |         |
| Розроб.   |      | Рябченко Н.В..    |        |      | Літ.                      | Арк. | Аркушів |
| Перевір.  |      | Василега П.О.     |        |      | 6                         | 87   |         |
| Реценз.   |      |                   |        |      | <b>СумДУ</b>              |      |         |
| Н. Контр. |      |                   |        |      |                           |      |         |
| Затверд.  |      | Лебединський І. Л |        |      |                           |      |         |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 2.3.2 | Вибір вимикача у колі трансформатора та секційного вимикача на боці 10 кВ.....                            | 38 |
| 2.3.3 | Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 220 кВ                                       | 40 |
| 2.4   | Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП).....   | 41 |
| 2.5   | Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги   | 45 |
| 2.6   | Вибір трансформаторів власних потреб.....   | 50 |
| 3     | Розрахунок релейного захисту.....   | 52 |
| 3.1   | Вихідні дані .....  | 52 |
| 3.2   | Завдання .....  | 52 |
| 3.3   | Розрахунок струмів коротких замикань .....  | 53 |
| 3.3.1 | Вибір трансформатору струму та визначення коефіцієнтів чутливості захисту .....                           | 55 |
| 3.4   | Визначення запобіжника за схемою, та його параметрів, побудова графіка час-струмової характеристики ..... | 58 |
| 3.5   | Побудова карти селективності захисту .....  | 60 |
| 3.6   | Розрахункова перевірка трансформаторів струму .....   | 63 |
| 4     | ОХОРОНА ПРАЦІ.....  | 65 |
| 4.1   | Структура й основні вимоги до електропостачальних систем  | 65 |
| 4.2   | Обов'язки енергетика .....  | 70 |
| 4.3   | Способи визначення й усунення типових несправностей силових трансформаторів і електродвигунів .....       | 73 |

|     |  |    |
|-----|--|----|
| 4.4 | Присвоєння третьої групи з електробезпеки .....                              | 78 |
|     | ВИСНОВКИ.....  | 80 |
|     | СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....   | 81 |
|     | ДОДАТОК А Схема заміщення мережі А.....                                      | 83 |
|     | ДОДАТОК Б Схема заміщення мережі А в режимі максимального навантаження ..... | 84 |
|     | ДОДАТОК В Схема заміщення мережі А в аварійному режимі .....                 | 85 |
|     | ДОДАТОК Г Схема заміщення мережі А в мінімальному режимі .....               | 86 |

|       |      |          |        |      |                           |      |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|------|
|       |      |          |        |      | <b>БР 6.050701.464 ПЗ</b> | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                           | 8    |



## ВСТУП

У бакалаврській роботі передбачено аналіз режимів роботи електричної мережі, яка забезпечує електроенергією споживачів, розрахунок електричних частини підстанцій та вибір приладів обліку та розрахунок релейного захисту.

На початку роботи необхідно провести розрахунок схеми живлення 7 потужних електроспоживачів. В обов'язковому порядку, перевірити дану схему в умовах мінімального режиму роботи та аварійного, а саме при умовному обриві найбільш завантаженої лінії в колі живлення. Наступний етап – визначення величини напруги на низькій стороні трансформатора подальше регулювання величини напруги за допомогою РПН.

Окремим пунктом проведено перевірку трансформатора на певній підстанції в режимі максимального навантаження. Для даної підстанції необхідно обрати вимикачі на високій стороні, низькій стороні, секційний вимикач на низькій стороні, трансформатори напруги на високій та низькій стороні та трансформатори струму на високій та низькій стороні,. Обрати трансформатор власних потреб, котрий встановлюється на низькій стороні.

Крім того, важливим етапом є розрахунок релейного захисту для даної мережі, а саме вибір уставок реле захисту та диференційного захисту трансформатора.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 9    |

# 1 Розрахунок електричної мережі живлення

## 1.1 Вихідні дані

Необхідно виконати електропостачання споживачів від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризується великою потужністю, для цієї групи споживачів доставлена електроенергія повинна бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з крупних споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові, сільськогосподарські і житлові райони. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних крупних споживачів і забезпечити напругою 380 В.

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

| Параметр                | 1-й спож. | 2-й спож. | 3-й спож. | 4-й спож. | 5-й спож. | 6-й спож. |
|-------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                         | P         | Я         | Б         | Н         | А         | Т         |
| X, мм                   | 25        | 18        | 22        | -20       | -13       | 10        |
| Y, мм                   | 22        | 16        | 10        | 6         | 20        | 20        |
| P <sub>max</sub> , МВт* | 56        | 60        | 58        | 23        | 630       | 752       |
| cos f                   | 0,78      | 0,78      | 0,93      | 0,88      | 0,78      | 0,80      |
| T <sub>нб</sub> , годин | 5210      | 5220      | 4920      | 5540      | 6250      | 4180      |
| Категорія               | I         | II        | II        | III       | I         | II        |

Примітка:

\* для споживачів 5 та 6 потужність вказано в кВт.

Додаткова початкова інформація про споживачів та їх розміщення приведена в табл. 1.2.

|                  |             |                   |               |             |  |             |                |
|------------------|-------------|-------------------|---------------|-------------|--|-------------|----------------|
|                  |             |                   |               |             | <b>БР 6.050701.464 ПЗ</b>  |             |                |
| <i>Змін.</i>     | <i>Арк.</i> | <i>№ докум.</i>   | <i>Підпис</i> | <i>Дата</i> |  |             |                |
| <i>Розроб.</i>   |             | Рябченко Н.В..    |               |             | Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання |             |                |
| <i>Перевір.</i>  |             | Василега П.О.     |               |             |  |             |                |
| <i>Реценз.</i>   |             |                   |               |             |  |             |                |
| <i>Н. Контр.</i> |             |                   |               |             |  |             |                |
| <i>Затверд.</i>  |             | Лебединський І. Л |               |             |  |             |                |
|                  |             |                   |               |             | <i>Літ.</i>  | <i>Арк.</i> | <i>Аркушів</i> |
|                  |             |                   |               |             |  | 10          | 87             |
|                  |             |                   |               |             | СумДУ  |             |                |

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

|  |      |
|--|------|
| Характеристика споживачів  | В    |
| Масштаб для споживачів 1-4, км/мм  | 1    |
| Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм                             | 0,1  |
| Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6   | 3    |
| Частка всіх навантажень в номінальному режимі $P_{min}$ по відношенню до максимального $P_{max}$ | 0,52 |

## 1.2 Проектування конфігурацій електричних мереж

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою (1.1)

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f)) \quad (1.1)$$

де  $P_{max}$  – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою (1.2):

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{min} \quad (1.2)$$

де  $K_{min}$  – частка всіх навантажень в номінальному режимі  $P_{min}$  по відношенню до максимального  $P_{max}$ .

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю занесемо до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

| Параметр           | 1-й спож.  | 2-й спож.  | 3-й спож.  | 4-й спож.   | 5-й спож.      | 6-й спож.       |
|--------------------|------------|------------|------------|-------------|----------------|-----------------|
| $S_{max}$ ,<br>МВА | $56 + j45$ | $60 + j48$ | $58 + j23$ | $23 + j12$  | $0,63 + j0,50$ | $0,752 + j0,56$ |
| $S_{min}$ ,<br>МВА | $29 + j23$ | $31 + j25$ | $30 + j12$ | $12 + j6,5$ | $0,33 + j0,26$ | $0,39 + j0,29$  |

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів II категорії дозволяється живлення однією повітряною лінією, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше однієї доби. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рис. 1.1 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

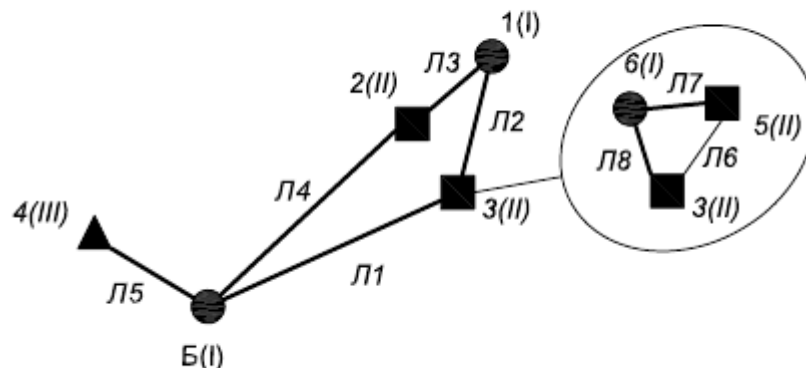


Рисунок 1.1 – Схема А

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 12   |

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;

- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;

- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;

- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнутих мережах;

- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 13   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

### 1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А

#### 1.3.1 Визначення довжин ліній для схеми А

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою (1.3):

$$L = l \cdot k_L \quad (1.3)$$

де:  $l$  – довжина ділянки мережі виміряна на плані, км;

$k_L$  – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою [3, ст. 9],  $k_L \approx 1,25$ .

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт  $k_{цеп}$ .

$$L' = L \cdot k_{цеп} \quad (1.4)$$

$k_{цеп} \approx 1,45$ , для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах [3, ст. 9].

Двохланцюгові лінії менш надійні, тому краще проектувати одноланцюгові лінії. Довжини ліній із урахуванням провисання проводів показані у табл. 1.4.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 14   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Таблиця 1.4 – Дійсні довжини ліній

| № | Лінія    | Довжина, км | Коефіцієнт провисання | Довжина лінії з урахуванням коеф. пров, км |
|---|----------|-------------|-----------------------|--|
| 1 | А-3 (Л1) | 24          | 1,25                  | 30   |
| 2 | 3-1 (Л2) | 12          | 1,25                  | 15   |
| 3 | 1-2 (Л3) | 9           | 1,25                  | 12   |
| 4 | А-2 (Л4) | 24          | 1,25                  | 30   |
| 5 | А-4 (Л5) | 21          | 1,25                  | 26   |
| 6 | 3-5 (Л6) | 18          | 1,25                  | 3  |
| 7 | 3-6 (Л7) | 14          | 1,25                  | 1,7  |
| 8 | 5-6 (Л8) | 25          | 1,25                  | 3,1  |

### 1.3.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми А

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рисунку 1.2, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за такими формулами:

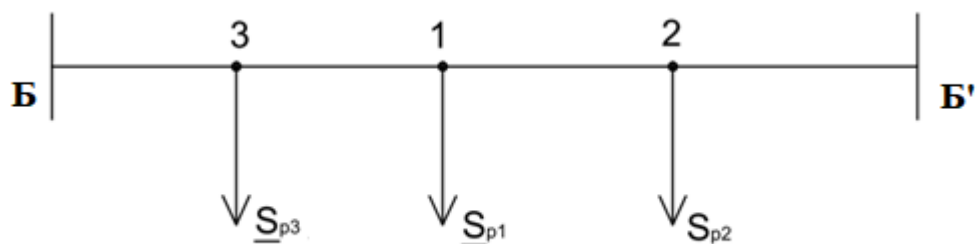


Рисунок 1.2 – Схема кільцевої мережі

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рис. 2.1, накреслимо схему заміщення додаток А. Розрахунок потужностей проводимо за такими формулами:

Для мережі високої напруги

$$S_{p2} = S_2 = 60 + j48(\text{МВА})$$

$$S_{p1} = S_1 = 56 + j45(\text{МВА})$$

$$S_{p3} = S_3 + S_5 + S_6 = 59 + j24(\text{МВА})$$

$$S_{p4} = S_4 = 23 + j12(\text{МВА}) \quad (1.2)$$

$$S_{Л4} = \frac{S_{p2} \cdot (L_3 + L_2 + L_1)}{L_2 + L_3 + L_4 + L_1} + \frac{S_{p1} \cdot (L_1 + L_2) + S_{p3} \cdot L_1}{L_2 + L_3 + L_4 + L_1} = 86 + j54(\text{МВА}) \quad (1.3)$$

$$S_{Л1} = \frac{S_{p3} \cdot (L_1)}{L_2 + L_3 + L_4 + L_1} + \frac{S_{p2} \cdot (L_2 + L_1 + L_3) + S_{p1} \cdot (L_2 + L_1)}{L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_1} = 86 + j54(\text{МВА})$$

$$S_{Л2} = S_{Л1} - S_{p3} = 27 + j30(\text{МВА}) \quad (1.4)$$

$$S_{Л3} = S_{Л4} - S_{p2} = 29 + j15(\text{МВА})$$

$$S_{Л5} = S_{p4} = 23 + j12(\text{МВА})$$

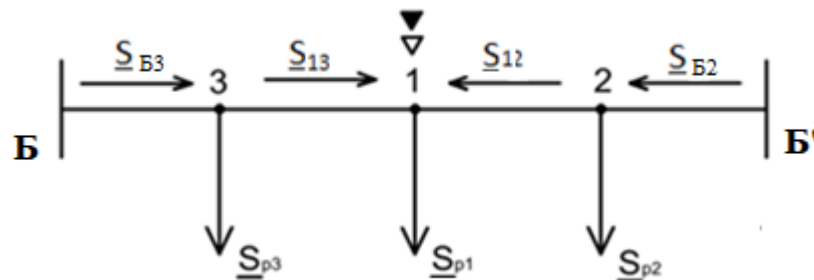


Рисунок 1.3 – Точка розподілу потоку

$$S_{25} = \frac{S_{p5} \cdot (L_{56} + L_{62'}) + S_{p6} \cdot L_{62'}}{L_{25} + L_{56} + L_{62'}} = 0,626 + j0,479(\text{МВА}) \quad (1.5)$$

$$S_{62'} = \frac{S_{p6} \cdot (L_{56} + L_{25}) + S_{p5} \cdot L_{25}}{L_{25} + L_{56} + L_{62'}} = 0,756 + j0,589(\text{МВА})$$

$$S_{65} = S_{62'} - S_{p5} = 0,126 + j0,084(\text{МВА}) \quad (1.6)$$



Точка розподілу потоку знаходиться у точці 6 на рис 1.4

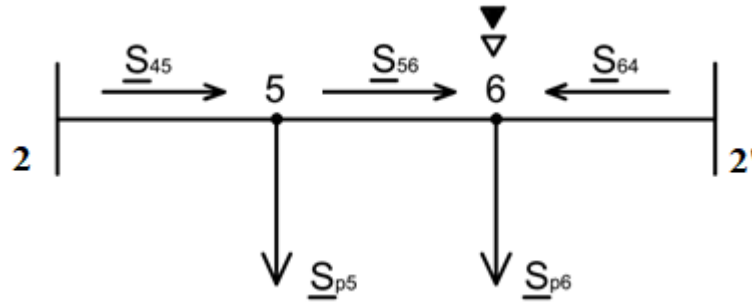


Рисунок 1.4 – Точка розподілу потоку

Виходячи із довжин ліній і потужностей яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова (1.5) [1]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.5)$$

де  $U$  – напруга відповідної лінії, кВ;

$L$  – довжина відповідної лінії, км;

$P$  – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою (1.6):

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.6)$$

де  $I$  – струм у відповідній лінії, А;

$S$  – повна потужність лінії, МВА;

$U_n$  – зворотня номінальна напруга.

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою (1.7):

$$F_e = \frac{I_m}{j_e} \quad (1.7)$$

Де  $F_e$  – економічний переріз проводу, мм<sup>2</sup>;

$I_m$  – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А;

$j_e$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 17   |

У даному проекті для побудови ліній електропередач (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>

| Проводи                         | Т <sub>нб</sub> , год/рік |           |        |
|---------------------------------|---------------------------|-----------|--------|
|                                 | 1000—3000                 | 3001—5000 | > 5000 |
| Алюмінієві неізольовані проводи | 1,3                       | 1,1       | 1,0    |

У табл. 1.6 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.6 – Потоки потужності та струми в лініях

| Лінія | S, МВА     | U, кВ | Струм, кА   |              |              |
|-------|------------|-------|-------------|--------------|--------------|
|       |            |       | при U=10 кВ | при U=110 кВ | при U=220 кВ |
| Л1    | 86+j54     | 148   | -           | 533          | 266          |
| Л2    | 27+30j     | 89    | -           | 210          | 105          |
| Л3    | 29+j15     | 87    | -           | 173          | 86           |
| Л4    | 89+j63     | 149   | -           | 574          | 287          |
| Л5    | 23+j12     | 88    | -           | 137          | 69           |
| Л6    | 0,76+j0,59 | 16    | 50          | -            | -            |
| Л7    | 0,13+j0,08 | 7     | 4           | -            | -            |
| Л8    | 0,63+j0,48 | 15,5  | 20          |              |              |

Обираємо напругу в колі  $U_{ном}=220$  кВ.

У табл. 1.7 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 18   |

Таблиця 1.7 – Вибір проводів мережі

| Ділян-ка | Довжина,<br>км | Марка<br>проводу | Параметри проводу |                                | Qл,<br>МВАр | Zл, Ом   |
|----------|----------------|------------------|-------------------|--------------------------------|-------------|----------|
|          |                |                  | Z0, Ом/км         | b0·10 <sup>-6</sup> ,<br>См/км |             |          |
| Л1       | 31             | АС-300/32        | 0,075+0,42j       | 2,7                            | 3,9         | 2,3+13j  |
| Л2       | 15             | АС-240/32        | 0,121+0,435j      | 2,6                            | 1,9         | 1,9+6,7j |
| Л3       | 12             | АС-240/32        | 0,121+0,435j      | 2,6                            | 1,5         | 1,4+5j   |
| Л4       | 30             | АС-300/32        | 0,121+0,435j      | 2,6                            | 6,2         | 5,9+22j  |
| Л5       | 26             | АС-240/32        | 0,121+0,435j      | 2,64                           | 3,3         | 2,6+11j  |
| Л6       | 2              | АС-50/8          | 0,62+0,368j       | -                              | -           | 1,4+0,8j |
| Л7       | 2              | АС-35/6,5        | 0,79+0,386j       | -                              | -           | 1,4+0,7j |
| Л8       | 3              | АС-35/6,5        | 0,79+0,386j       | -                              | -           | 2,5+1,2j |

### 1.3.3 Вибір трансформаторів для схеми А

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на одно трансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього.

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}}$$

де  $S_{T_{\text{ном}}}$  – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА (кВА);

$S_{\text{розр}}$  – потужність однострансформаторної підстанції, МВА (кВА);

$S_{i_{\text{max}}}$  – максимальна потужність і-го споживача. МВА (кВА).

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4}$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою (1.8) :

$$K_z = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{Т ном}}} \quad (1.8)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі.

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби. Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію. Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Вибір трансформаторів для схеми А

| № ПС | Р споживача, МВА | Категорія споживача | N тр. | S <sub>розр</sub> (1-го тр), МВА | S <sub>ном</sub> (1-го тр), МВА | K <sub>з</sub> | Марка тр-ра     |
|------|------------------|---------------------|-------|----------------------------------|---------------------------------|----------------|-----------------|
| 1    | 72               | I                   | 2     | 51                               | 63                              | 0,57           | ТРДЦН-63000/220 |
| 2    | 78               | II                  | 2     | 55                               | 63                              | 0,61           | ТРДЦН-63000/220 |
| 3    | 45               | II                  | 2     | 63                               | 45                              | 0,49           | ТРДН-40000/220  |
| 4    | 26               | III                 | 1     | 26                               | 40                              | 0,65           | ТРДН-40000/220  |
| 5    | 0.808            | II                  | 2     | 0.58                             | 0.63                            | 0.64           | ТМ-630/10       |
| 6    | 0,94             | I                   | 2     | 0,67                             | 1                               | 0.67           | ТМ-1000/10      |

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Для подальшого розрахунку мережі необхідно розрахувати опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулою (1.9) та (1.10):

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.9)$$

$$X_T = \frac{U_k \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.10)$$

де  $R_T$  та  $X_T$  – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

$\Delta P_k$  - втрати короткого замикання, кВт;

$U_{BH}$  – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги (ВН), кВ;

$S_{НОМ}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

$U_k$  – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у табл. 1.9 та 1.10.

Таблиця 1.9 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

| Тип трансформатора | S <sub>НОМ</sub> , кВА | Каталожні дані        |    |                    |                       |                       |                    | Розрахункові дані   |                     |                        |       |
|--------------------|------------------------|-----------------------|----|--------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|---------------------|---------------------|------------------------|-------|
|                    |                        | U <sub>НОМ</sub> , кВ |    | U <sub>к</sub> , % | ΔP <sub>к</sub> , кВт | ΔP <sub>х</sub> , кВт | I <sub>х</sub> , % | R <sub>т</sub> , Ом | X <sub>т</sub> , Ом | ΔQ <sub>х</sub> , кВАр | пт    |
|                    |                        | ВН                    | НН |                    |                       |                       |                    |                     |                     |                        |       |
| ТРДН-40000/220     | 40                     | 220                   | 11 | 12                 | 170                   | 50                    | 0,8                | ±9                  | 1,78                | 5,6                    | 100,7 |
| ТРДЦН-63000/220    | 63                     | 220                   | 11 | 12                 | 300                   | 82                    | 0,8                | ±8                  | 1,5                 | 3,9                    | 100,7 |

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

| Тип трансформатора | S <sub>НОМ</sub> , кВА | Каталожні дані        |     |                    |                       |                       |                    | Розрахункові дані   |                     |                        |    |
|--------------------|------------------------|-----------------------|-----|--------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|---------------------|---------------------|------------------------|----|
|                    |                        | U <sub>НОМ</sub> , кВ |     | U <sub>к</sub> , % | ΔP <sub>к</sub> , кВт | ΔP <sub>х</sub> , кВт | I <sub>х</sub> , % | R <sub>т</sub> , Ом | X <sub>т</sub> , Ом | ΔQ <sub>х</sub> , кВАр | пт |
|                    |                        | ВН                    | НН  |                    |                       |                       |                    |                     |                     |                        |    |
| ТМ-6300/10         | 630                    | 10                    | 0,4 | 5,5                | 18                    | 2,23                  | 2,1                | 1,22                | 5,35                | 26                     | 25 |
| ТМ-1600/10         | 1600                   | 10                    | 0,4 | 5,5                | 7,6                   | 1,42                  | 2                  | 2,12                | 8,5                 | 18,9                   | 25 |

### 1.3.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми А

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності [1].

Активний та реактивний опір лінії визначаємо за формулою (1.11) та (1.12), Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i \quad (1.11)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i \quad (1.12)$$

де  $R_{л}$  та  $X_{л}$  – активний та реактивний опори лінії, Ом;

$l_i$  – довжина лінії, км.

Повний опір лінії визначаємо за формулою (1.13), Ом:

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \quad (1.13)$$

Зарядна потужність лінії визначаємо за формулою (1.14):

$$Q_{л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (1.14)$$

де  $b_0$  – питома ємнісна провідність (См/км);

$U_{ном}$  – номінальна напруга мережі, кВ.

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в табл. 1.12.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 22   |

Таблиця 1.12 – Параметри ліній за схемою А

| Ділян-ка | Довжина,<br>км | Марка<br>проводу | Параметри проводу |                                | Qл,<br>МВАр | Zл, Ом   |
|----------|----------------|------------------|-------------------|--------------------------------|-------------|----------|
|          |                |                  | Z0, Ом/км         | b0·10 <sup>-6</sup> ,<br>См/км |             |          |
| Л1       | 31             | АС-300/32        | 0,075+0,42j       | 2,7                            | 3,9         | 2,3+13j  |
| Л2       | 15             | АС-240/32        | 0,121+0,435j      | 2,6                            | 1,9         | 1,9+6,7j |
| Л3       | 12             | АС-240/32        | 0,121+0,435j      | 2,6                            | 1,5         | 1,4+5j   |
| Л4       | 30             | АС-300/32        | 0,121+0,435j      | 2,6                            | 6,2         | 5,9+22j  |
| Л5       | 26             | АС-240/32        | 0,121+0,435j      | 2,64                           | 3,3         | 2,6+11j  |
| Л6       | 2              | АС-50/8          | 0,62+0,368j       | -                              | -           | 1,4+0,8j |
| Л7       | 2              | АС-35/6,5        | 0,79+0,386j       | -                              | -           | 1,4+0,7j |
| Л8       | 3              | АС-35/6,5        | 0,79+0,386j       | -                              | -           | 2,5+1,2j |

Розрахунок втрат потужності [1] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у табл. 3.6 та 3.7 даного документу), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (1.15):

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \quad (1.15)$$

де:  $P$  - активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$Z$  - опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2].

Розрахунок напруги проводимо за формулою (1.16):

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (1.16)$$

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      |                    | Арк. |
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | 23   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

де  $P$  – активна потужність на ділянці, МВА;  
 $Q$  – реактивна потужність на ділянці, МВАр;  
 $R$  та  $X$  – активний та реактивний опір, Ом;  
 $U_{i+1}$  - напруга у вузлі, кВ;  
 $U_i$  - напруга у попередньому вузлі, кВ.

Процентне відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховуємо за формулою (1.17), %:

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{вузл}} \cdot 100\% \quad (1.17)$$

Розрахуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.1. Розрахунок починаємо з знаходження точки поточкорозподілу.

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.12 та 1.13. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у табл. 1.14.

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку потужностей на лініях

| Ділянка | S кінцева, МВА | $\Delta S$ , МВА* | S початкова, МВА | Ірозр, А | Ідоп, А |
|---------|----------------|-------------------|------------------|----------|---------|
| Л1      | 87,2 + 58,9j   | 0,67 + 2,9j       | 87,9 + 60,2j     | 4279     | 830     |
| Л2      | 26,6 + 31,8j   | 0,06 + 0,23j      | 26,6 + 31,1j     | 107      | 605     |
| Л3      | 29,8 + 17j     | 0,03 + 0,12j      | 29,8 + 16,8j     | 90       | 605     |
| Л4      | 90,2 + 69,6j   | 0,79 + 3,4j       | 91,1 + 97,2j     | 303      | 605     |
| Л5      | 23,2 + 13,2j   | 0,046 + 0,16j     | 23,2 + 11,7j     | 68       | 730     |
| Л6      | 0,83+0,69j     | 0,017 + 0,009j    | 0,85 + 0,7j      | 63       | 210i    |
| Л7      | 0,19 + 0,12j   | 0,007 +<br>0,003j | 0,19 + 0,12j     | 13       | 175     |
| Л8      | 0,19 + 0,12j   | 0,007 +<br>0,003j | 0,19 + 0,12j     | 106      | 175     |



Таблиця 1.13 – Результати розрахунку потужностей на трансформаторах

| Ділянка | S кінцева, МВА | $\Delta S$ , МВА | S початкова, МВА |
|---------|----------------|------------------|------------------|
| 1-1'    | 56 + 45j       | 0,19 + 4,9j      | 56,4 + 50,8j     |
| 2-2'    | 60+ 48j        | 0,22 + 5,6j      | 60,4 + 55j       |
| 3-3'    | 62 + 24,8j     | 0,156 + 4,04j    | 60,6 + 29,9j     |
| 4-4'    | 23 +12,4j      | 0,072 + 2,05j    | 23,1 + 14,8j     |
| 5-5'    | 0,63 + 0,51j   | 0,007 + 0,028j   | 0,64 + 0,57j     |
| 6-6'    | 0,75 + 0,56j   | 0,005 + 0,024j   | 0,76 + 0,64j     |

$$S_A = 233 + 119j \text{ МВА}$$

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

| Вузол | U <sub>ном</sub> , кВ | U, кВ | Ступінь РПН |
|-------|-----------------------|-------|-------------|
| A     | 230                   | 230   |             |
| 1     | 220                   | 224   |             |
| 2     | 220                   | 225   |             |
| 3     | 220                   | 226   |             |
| 4     | 220                   | 229   |             |
| 5     | 10                    | 9,8   |             |
| 6     | 10                    | 9,7   |             |
| 1'    | 10                    | 9,98  | -7          |
| 2'    | 10                    | 10    | -7          |
| 3'    | 10                    | 10,03 | -7          |
| 4'    | 10                    | 10,1  | -8          |
| 5'    | 0,38                  | 0,394 |             |
| 6'    | 0,38                  | 0,387 |             |

В додатку Б показано схему заміщення мережі А.

## 1.4 Аварійний режим роботи електричної схеми А

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів І категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів ІІ категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів ІІІ категорії перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, повинна не перевищувати однієї доби.

У після аварійному режимі напруга на джерелі живлення приймається рівною режиму максимальних навантажень.

У аварійному режимі у відповідності з правилами [2] дозволяється відхилення від номінальної напруги  $\pm 10\%$ .

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 1.4. Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму показано у табл. 1.15, 1.16, 1.17.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунків потужностей в лініях під час аварійного режиму

| Ділянка | S кінцева, МВА | $\Delta S$ , МВА | S початкова, МВА | I розр, А | I доп, А |
|---------|----------------|------------------|------------------|-----------|----------|
| Л1      | 178 + 134j     | 3,05 + 13,3j     | 181,5 + 145,7j   | 610       | 830      |
| Л2      | 116,9 + 104j   | 0,95 + 3,4j      | 117,9 + 106,3j   | 417       | 605      |
| Л3      | 60,4 + 54j     | 0,19 + 0,68j     | 60,6 + 54j       | 212       | 605      |
| Л4      | -              | -                | -                | -         | 830      |
| Л5      | 23,2 + 13,2j   | 0,046 + 0,16j    | 23,2 + 11,7j     | 68        | 730      |
| Л6      | 0,83 + 0,69j   | 0,017 + 0,009j   | 0,85 + 0,7j      | 63        | 210i     |
| Л7      | 0,19 + 0,12j   | 0,007 + 0,003j   | 0,19 + 0,12j     | 13        | 175      |
| Л8      | 0,19 + 0,12j   | 0,007 + 0,003j   | 0,19 + 0,12j     | 106       | 175      |

Таблиця 1.16 – Результати розрахунків потужностей в трансформаторах під час аварійного режиму

| Ділянка | S кінцева, МВА | $\Delta S$ , МВА | S початкова, МВА |
|---------|----------------|------------------|------------------|
| 1-1'    | 56 + 45j       | 0,19 + 4,9j      | 56,4 + 50,8j     |
| 2-2'    | 60+ 48j        | 0,22 + 5,6j      | 60,4 + 55j       |
| 3-3'    | 60,3 + 24,8j   | 0,156 + 4,04j    | 60,6 + 29,9j     |
| 4-4'    | 23 +12,4j      | 0,072 + 2,05j    | 23,1 + 14,8j     |
| 5-5'    | 0,63 + 0,51j   | 0,007 + 0,028j   | 0,64 + 0,57j     |
| 6-6'    | 0,75 + 0,56j   | 0,005 + 0,024j   | 0,76 + 0,64j     |

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунків напруг у вузлах під час аварійного режиму

| вузол | Uном, кВ | U, кВ | ступінь РПН |
|-------|----------|-------|-------------|
| A     | 230      | 230   |             |
| 1     | 220      | 216   |             |
| 2     | 220      | 214   |             |
| 3     | 220      | 219   |             |
| 4     | 220      | 229   |             |
| 5     | 10       | 9,59  |             |
| 6     | 10       | 9,41  |             |
| 1'    | 10       | 10    | -3          |
| 2'    | 10       | 10,04 | -5          |
| 3'    | 10       | 9,99  | 4           |
| 4'    | 10       | 10,01 | -8          |
| 5'    | 0,38     | 0,392 |             |
| 6'    | 0,38     | 0,384 |             |

Трансформатори з РПН, встановлені на підстанціях 1-4, дозволяють для кожного характерного режиму вибрати найбільш прийнятне регульовальне відгалуження. Трансформатори на підстанціях 5 і 6, які, як правило, не мають пристроїв РПН, але вони знаходяться на невеликій відстані, що зменшує втрати напруги в лінії, і практично не потребує регулювання.

Схема заміщення для аварійного режиму роботи мережі показана в додатку В.

### 1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми А

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 1.4 потужність споживачів дорівнює:

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min}$$

де  $P_{max}$  – потужність максимального режиму;

$K_{min}$  – частка всіх навантажень в номінальному режимі  $P_{min}$  по відношенню до максимального  $P_{max}$ .

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 1.4. Результати розрахунку потужностей під час мінімального режиму показано у табл. 1.18 та 1.19.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 28   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Таблиця 1.18 – Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

| Ділянка | S кінцева, МВА | $\Delta S$ , МВА | S початкова, МВА | I розр, А | I доп, А |
|---------|----------------|------------------|------------------|-----------|----------|
| Л1      | 45,4 + 27,8j   | 0,173 + 0,76j    | 45,5 + 26,6j     | 138       | 830      |
| Л2      | 13,8 + 15,6j   | 0,016 + 0,06j    | 13,8 + 14,6j     | 53        | 605      |
| Л3      | 15,5 + 8,4j    | 0,001 + 0,004j   | 15,5 + 7,75j     | 45        | 605      |
| Л4      | 46,9 + 33,4j   | 0,21 + 0,89j     | 47,1 + 32,4j     | 150       | 605      |
| Л5      | 12,1 + 5,73j   | 0,012 + 0,04j    | 12,1 + 4,1j      | 33        | 830      |
| Л6      | 0,43+0,376j    | 0,005 + 0,003j   | 0,437 + 0,378j   | 33        | 265      |
| Л7      | 0,099 + 0,068j | 0,0002+0,09j     | 0,099 + 0,068j   | 7         | 210      |
| Л8      | 0,694 + 0,636j | 0,022+0,011j     | 0,716 + 0,657j   | 55        | 210      |

Таблиця 1.31 – Результати розрахунків потужностей в трансформаторах при мінімальному режимі

| Ділянка | S кінцева, МВА | $\Delta S$ , МВА | S початкова, МВА |
|---------|----------------|------------------|------------------|
| 1-1'    | 29,1 + 23,4j   | 0,0514 + 0,133j  | 29,3 + 25,7j     |
| 2-2'    | 31 + 25j       | 0,059 + 1,52j    | 31,4 + 27,6j     |
| 3-3'    | 31,3 + 12,9j   | 0,04 + 1,09j     | 31,5 + 15,1j     |
| 4-4'    | 11,9 + 6,46j   | 0,019 + 0,55j    | 12,1 + 7,37j     |
| 5-5'    | 0,328 + 0,263j | 0,002 + 0,007j   | 0,333 + 0,308j   |
| 6-6'    | 0,391 + 0,293j | 0,001 + 0,006j   | 0,397 + 0,352j   |

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у табл. 1.32.

Схема заміщення для мінімального режиму роботи мережі приведена в додатку Г.

Таблиця 1.32 – Результати розрахунку напруг у вузлах при мінімальному режимі

| Вузол | U <sub>ном</sub> , кВ | U, кВ | Ступінь РПН |
|-------|-----------------------|-------|-------------|
| Б     | 220                   | 220   |             |
| 1     | 220                   | 227   |             |
| 2     | 220                   | 227   |             |
| 3     | 220                   | 226   |             |
| 4     | 220                   | 229   |             |
| 5     | 10                    | 10,03 |             |
| 6     | 10                    | 9,96  |             |
| 1'    | 10                    | 10,0  | -6          |
| 2'    | 10                    | 10,01 | -6          |
| 3'    | 10                    | 10,04 | -5          |
| 4'    | 10                    | 10,1  | -7          |
| 5'    | 0,38                  | 0,406 |             |
| 6'    | 0,358                 | 0,407 |             |

## 2 Перевірка трансформаторів на перевантаження та вибір комутаційного обладнання

### 2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів

Перевіряємо трансформатор ТРДЦН-63000/220 підстанції №2 відповідно до вихідних даних наведених в табл. 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для перевірки трансформатора

| $P_{НОМ.НАВ}$ ,<br>МВт | cos φ | XL1,<br>Ом | XL2,<br>Ом | Скз.С, МВА | t, °C |
|------------------------|-------|------------|------------|------------|-------|
| 60                     | 0,7   | 29,44      | 25,51      | 3000       | +20   |

Таблиця 2.2 – Денний графік навантаження у відсотках підстанції

| №<br>Годин | Навантаження в % від потужності |    |    |    |    |    |    |     |    |     |     |     |
|------------|---------------------------------|----|----|----|----|----|----|-----|----|-----|-----|-----|
|            | 0                               | 2  | 4  | 6  | 8  | 10 | 12 | 14  | 16 | 18  | 20  | 22  |
| 10         | 40                              | 45 | 60 | 90 | 90 | 90 | 75 | 100 | 90 | 125 | 130 | 100 |

$$S_{ном} = \frac{S_{НОМ}}{\cos \varphi} = \frac{60}{0,7} = 85,71 (МВА)$$

Знаходимо  $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{85,71}{1,4} = 61,22 (МВА)$$

Обираємо відповідно до номіналу потужність трансформатора

$$S_{ном} = 63 (МВА)$$

|           |      |                   |        |      |  |  |  |              |      |         |    |  |
|-----------|------|-------------------|--------|------|--|--|--|--------------|------|---------|----|--|
|           |      |                   |        |      | <b>БР 6.050701.464 ПЗ</b>  |  |  |              |      |         |    |  |
| Змін.     | Арк. | № докум.          | Підпис | Дата | Розрахунок параметрів<br>електричних мереж та вибір<br>електрообладнання |  |  | Літ.         | Арк. | Аркушів |    |  |
| Розроб.   |      | Рябченко Н.В..    |        |      |  |  |  |              |      | 31      | 87 |  |
| Перевір.  |      | Василега П.О.     |        |      |  |  |  | <b>СумДУ</b> |      |         |    |  |
| Реценз.   |      |                   |        |      |  |  |  |              |      |         |    |  |
| Н. Контр. |      |                   |        |      |  |  |  |              |      |         |    |  |
| Затверд.  |      | Лебединський І. Л |        |      |  |  |  |              |      |         |    |  |

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою:

$$S_n = \frac{S_{НОМ} \cdot \%}{100}$$

Результати заносимо до табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Денний графік навантаження у МВт підстанції

| Години         | 0    | 2    | 4    | 6    | 8    | 10   | 12   | 14   | 16   | 18   | 20   | 22   |
|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Нав-ня,<br>МВА | 34,3 | 38,6 | 51,4 | 77,1 | 77,1 | 77,1 | 64,3 | 82,0 | 77,1 | 85,0 | 96,0 | 82,0 |

Побудуємо графік навантаження, який зображено на рис. 2.1.

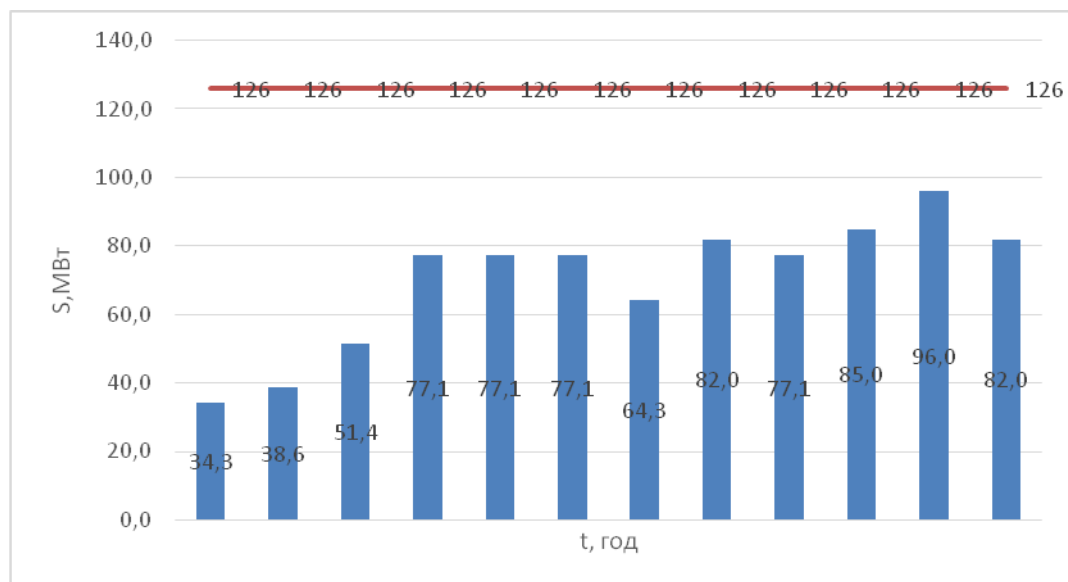


Рисунок 2.1 - Графік навантаження нормального режиму роботи

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за наступною формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;



$t_1, t_2, \dots, t_n$  - тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{126} \cdot \sqrt{\frac{34,3^2 \cdot 2 + 38,2^2 \cdot 2 + 51,4^2 \cdot 2 + 77,1^2 \cdot 8 + 64,3^2 \cdot 2 + 82^2 \cdot 4 + 85^2 \cdot 2 + 96,0^2 \cdot 2}{24}} = 0,62$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2' = 0$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{96,0}{126} = 0,761$$

де  $S_{MAX}$  – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Попереднє значення  $K_2'$  необхідно порівняти із значенням  $K_{MAX}$ ,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 0,761 = 0,685$$

$$K_2' = 0,685$$

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (-10 С) і часу перевантаження  $t = 4$  годин для нормального режиму табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Коефіцієнт перенавантаження для нормального режиму

|     |      |      |
|-----|------|------|
|     | 0,6  | 0,7  |
| 0,5 | 1,55 | 1,52 |

$$K_{12ГОСТ} = 1,55 - \frac{1,55 - 1,52}{100} \cdot 96 = 1,54$$

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 33   |

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (+20 С) і часу перевантаження  $t = 4$  годин для аварійного режиму табл. 2.5.

При аварійній роботі працюватиме один трансформатор

| Години         | 0    | 2    | 4    | 6    | 8    | 10   | 12   | 14   | 16   | 18   | 20   | 22   |
|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Нав-ня,<br>МВА | 34,3 | 38,6 | 51,4 | 77,1 | 77,1 | 77,1 | 64,3 | 82,0 | 77,1 | 85,0 | 96,0 | 82,0 |

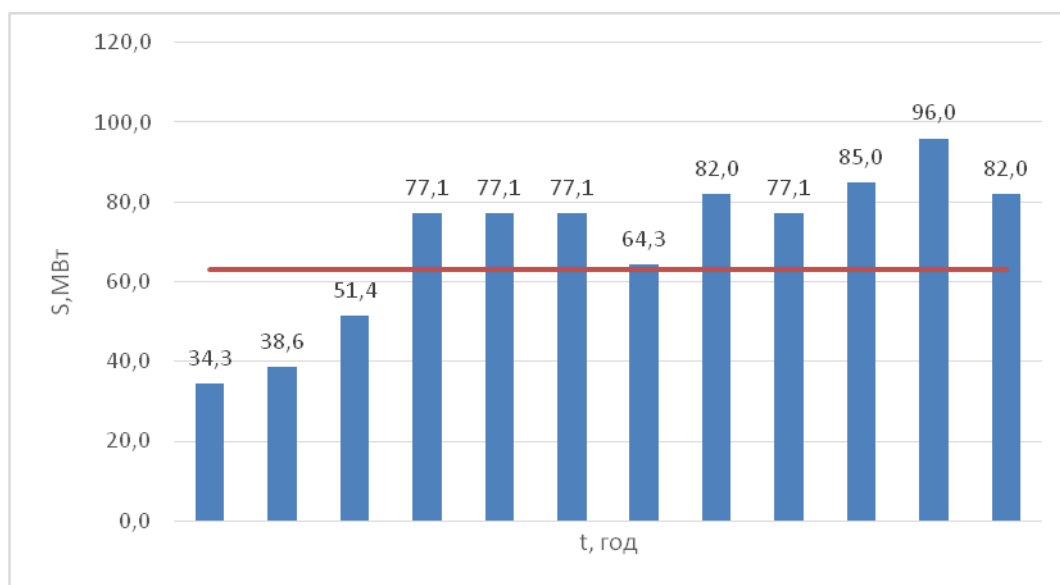


Рисунок 2.2 – Графік навантаження аварійного режиму роботи

$$K_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{34^2 \cdot 2 + 38,6^2 \cdot 2 + 51,4^2 \cdot 2}{6}} = 0,667$$

$$K_2' = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{77,1^2 \cdot 8 + 64,3^2 \cdot 2 + 82^2 \cdot 4 + 85^2 \cdot 2 + 96^2 \cdot 2}{18}} = 1,397$$

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{96,0}{63} = 1,523$$

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,523 = 1,371$$

$$K_2' = 1,397$$

|    |     |     |
|----|-----|-----|
|    | 0,6 | 0,7 |
| 12 | 1,4 | 1,4 |

$$K_{12ГОСТ} = 1,4 - \frac{1,4 - 1,4}{100} \cdot 96 = 1,4$$

Для трансформаторів із системою охолодження М. Порівнюємо значення  $K_2$  за ГОСТом і реальне. Значення  $K_2$  за ГОСТом ( $K_2 = 1,54$ ) більше, ніж реальне ( $K_2 = 1,39$ ), тому даний трансформатор задовольняє умові.

## 2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.3.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає  $S_c = 4800 \text{ МВА}$ .

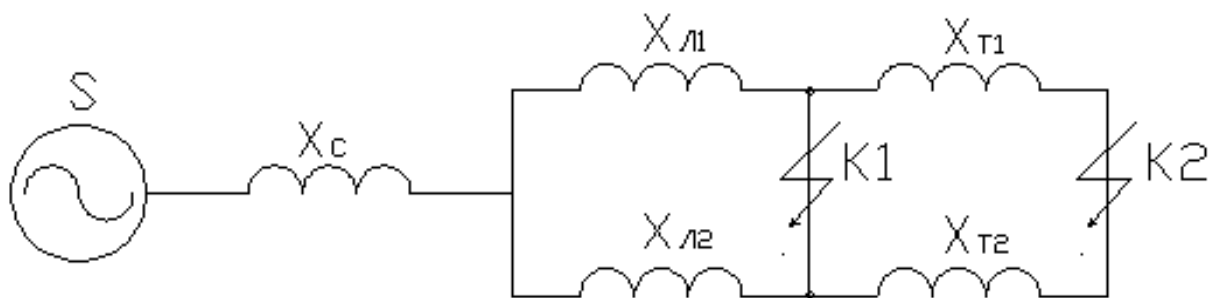


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = \frac{220^2}{3000} = 16,13 \text{ (Ом)}.$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{Л} = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{29,44 \cdot 25,51}{29,44 + 25,51} = 13,66 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора  $S_T = 63 \text{ (МВА)}$

$$\text{Опір трансформатора } X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 220^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 80,6 \text{ (Ом);}$$

$$\text{Опір трансформаторів } X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{80,7}{2} = 40,3 \text{ Ом.}$$

Періодична складова СКЗ у точці  $K_1$

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,13 + 13,66)} = 4,26 \text{ (кА);}$$

та сама у точці  $K_2$  приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,13 + 13,66 + 80,66)} = 1,81 \text{ (кА).}$$

Реальний СКЗ у точці  $K_2$ :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 1,81 \cdot \frac{220}{10} = 39,84 \text{ (кА).}$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,26 = 9,70 \text{ (кА);}$$

$$\text{у точці } K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 39,84 = 90,71 \text{ (кА).}$$

Припустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення.

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{Kn} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

де  $T_a$  – постійна часу загасання аперіодичної складової для  $K_1$ ;  $T_a=0,02$  с.,  $t=0,06$  с., для  $K_2$  –  $T_a=0,05$  с.,  $t=0,1$  с.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 36   |

$$\text{для } K_1 \ i_a = \sqrt{2} \cdot 4,26 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,02}} = 0,546 \quad (\text{кА});$$

$$\text{для } K_2 \ i_a = \sqrt{2} \cdot 39,84 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 7,62 \quad (\text{кА}).$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 \ B_{K_1} = I_{K_1}^2 (t + T_a) = 4,26^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,54 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

$$\text{для } K_2 \ B_{K_2} = I_{K_2}^2 (t + T_a) = 39,84^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 238,11 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

В табл. 2.6 наведено результат всіх розрахунків

Таблиця 2.6 – Значення струмів короткого замикання

| Струми короткого замикання | СКЗ у початковий момент часу, кА | Ударний СКЗ $i_y$ , кА | СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА | Аперіод. складова СКЗ, $i_a$ кА | Інтеграл Джоуля $B_K$ , $\text{кА}^2\text{с}$ |
|----------------------------|----------------------------------|------------------------|--|---------------------------------|---|
| Шини 220 кВ ( $K_1$ )      | 4,262                            | 9,70                   | 4,262  | 0,547                           | 1,544   |
| Шини 10 кВ ( $K_2$ )       | 39,84                            | 90,717                 | 39,842   | 7,626                           | 238,113                                       |

### 2.3 Вибір вимикачів електричних апаратів розподільчого пристрою і струмоведучих частин

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231,4 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092,2 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546,11 \text{ А.}$$

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 37   |

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509,22 \text{ А.}$$

### 2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кВ.

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.7. Каталожні параметри вимикача узяті з [3]. В табл. 2.7 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача.

**Таблиця 2.7 – Вибір вимикача на боці 220 кВ**

| Умова<br>Вибору          | Розрахункові<br>значення | Каталожні<br>значення   |
|--------------------------|--------------------------|-------------------------|
| $U_c \leq U_H$           | 220 кВ                   | 220кВ                   |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$  | 231,46 А                 | 1250 А                  |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$  | 4,26 кА                  | 40 кА                   |
| $I_{уд} \leq I_{СКВ}$    | 9,70 кА                  | 102 кА                  |
| $I_{нт} \leq I_{откНом}$ | 4,26 кА                  | 50 кА                   |
| $I_{ат} \leq I_{аном}$   | 0,54кА                   | 9,2 кА                  |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$     | 1,54 кА <sup>2</sup> ·с  | 7500 кА <sup>2</sup> ·с |

Обираємо вимикач типу ЯЕ – 220Л – 11(21)У4.

### 2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора та секційного вимикача на боці 10 кВ

В табл. 2.8 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача у колі трансформатора.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 38   |

Таблиця 2.8 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

| Умова вибору               | Розрахункові значення     | Каталожні значення       |
|----------------------------|---------------------------|--------------------------|
| $U_C \leq U_H$             | 10 кВ                     | 15 кВ                    |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$    | 5092,22 А                 | 12500 А                  |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$    | 36,84 кА                  | 140кА                    |
| $I_{y\theta} \leq I_{СКВ}$ | 90,71 кА                  | 355 кА                   |
| $I_{нт} \leq I_{ОткНом}$   | 36,84 кА                  | 140 кА                   |
| $I_{ат} \leq I_{а ном}$    | 7,62 кА                   | 42                       |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$       | 238,11 кА <sup>2</sup> ·с | 58800 кА <sup>2</sup> ·с |

Обираємо вимикач типу ВВОА-15-140/12500УЗ.

В табл. 2.9 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача секційного на боці 10 кВ.

Таблиця 2.9 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

| Умова вибору             | Розрахункові значення     | Каталожні значення      |
|--------------------------|---------------------------|-------------------------|
| $U_C \leq U_H$           | 10 кВ                     | 10 кВ                   |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$  | 2546,11 А                 | 3150 А                  |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$  | 39,84кА                   | 40 кА                   |
| $i_y \leq I_{прСКВ}$     | 90,71 кА                  | 100 кА                  |
| $I_{нт} \leq I_{ОткНом}$ | 39,84 кА                  | 40 кА                   |
| $I_{ат} \leq I_{а ном}$  | 7,62 кА                   | 12 кА                   |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$     | 238,11 кА <sup>2</sup> ·с | 4800 кА <sup>2</sup> ·с |

Обираємо вимикач типу ВЕ-10-40/3150УЗ

### 2.3.3 Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 220 кВ

В табл. 2.10 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача на лінії, що відходить, 10 кВ.

Таблиця 2.10 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

| Умова вибору             | Розрахункові значення     | Каталожні значення      |
|--------------------------|---------------------------|-------------------------|
| $U_C \leq U_H$           | 0                         | 10 кВ                   |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$  | 509,22 А                  | 1600 А                  |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$  | 39,84кА                   | 40 кА                   |
| $i_y \leq I_{прСКВ}$     | 90,71 кА                  | 100 кА                  |
| $I_{нт} \leq I_{откНом}$ | 39,84 кА                  | 40 кА                   |
| $I_{ат} \leq I_{а ном}$  | 7,62 кА                   | 12 кА                   |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$     | 268,11 кА <sup>2</sup> ·с | 4800 кА <sup>2</sup> ·с |

Обираємо вимикач типу ВЕ-10-40/1600УЗ.

У табл. 2.11 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.11 – Вибір роз'єднувача 220 кВ

| Умова вибору            | Розрахункові значення   | Каталожні значення      |
|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| $U_C \leq U_H$          | 220 кВ                  | 220 кВ                  |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 231,46 А                | 630 А                   |
| $i_{уд} \leq I_{прСКВ}$ | 9,70 кА                 | 100 кА                  |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$    | 1,54 кА <sup>2</sup> ·с | 4800 кА <sup>2</sup> ·с |

Обираємо до установки на боці 220 кВ роз'єднувачі типу РНД-220/630 Т1.



## 2.4 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

В РУ 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелеюмінієвими проводами марки АС.

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{\min} = \frac{I_{\text{прис}}}{j_e}$$

де  $j_e$  - економічна щільність струму

$$[j_e] = \frac{A}{A/\text{мм}^2}; \quad j_e = 1,1 \quad - \text{ для неізолюваних алюмінієвих проводів (при}$$

$T_{\text{нб}} = 4880 \text{ ч}$  - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{\min} = \frac{231}{1,1} = 210 \text{ мм}^2$$

Можемо обрати провід АС 240/32, найближчий до розрахованого

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{\max} = 231 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$$

3) Вибраний переріз гнучких шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ.

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{1,54}}{91 \cdot 10^{-3}} = 13,65 \text{ мм}^2,$$

де  $C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}^{-1/2}}{\text{мм}^2}$ .

Умова виконується  $13,65 \leq 240$ .

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова:  $I_{\text{кз}} > 20 \text{ кА}$ , а за нашими розрахунками  $I_{\text{кз}} = 4,26 \text{ кА}$  - отже умова не виконується.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 41   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 220 кВ за умовами корони повинен бути не менше 120 мм<sup>2</sup>, тому провід АС 240/32 задовольняє умові.

6) В РУ 10 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала допустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{дон}}$$

$$I_{\text{раб.нб}} = 5092 \text{ кА}$$

По  $I_{\text{раб.нб}}$  вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 120×10 з трьома смугами на фазу, для цих шин  $I_{\text{дон ном}} = 5300 \text{ А}$  обрали із табл. А2.

$I_{\text{раб.нб}}$  - тах струм в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{\text{дон}}$  - тах допустимий струм шин вибраного перерізу.

$k_n$  - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища ( умовна температура середовища 25<sup>0</sup>С , нормована температура жил 70<sup>0</sup>С і температурі середовища 20<sup>0</sup>С ).

$$I_{\text{дон}} = I_{\text{дон ном}} \cdot k_n = 5300 \cdot 1,05 = 5565 \text{ А -}$$

$$5090 \text{ А} \leq 5565 \text{ А}$$

Нерівність виконується.

2) Жорсткі шини повинні перевірятися на термічну стійкість при КЗ.

$$q \geq q_{\text{min}}$$

$q_{\text{min}}$  - мінімальний переріз за термічною стійкістю.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{238,11}}{91 \cdot 10^{-3}} = 169,57 \text{ мм}^2$$

3) Вибрані шини, у загальному випадку, необхідно перевірити також на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 42   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для мідних шин визначається за формулою

Частота власних коливань шинної конструкції

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}},$$

де  $l$  - довжина прольоту між ізоляторами  $l=1,5$  м;

$\gamma$  - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили,  $см^4$ ;

$q$  - поперечний переріз шини,  $см^2$ .

$$\gamma = \frac{bh^3}{12} = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 0,83 \text{ см}^4$$

$b$  - товщина шини, см;

$h$  - ширина шини, см.

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{83,33}{10 \cdot 1}} = 222,21 \text{ Гц}$$

4) Перевірка шини на міцність

$f_c$  - сила взаємодії між смугами

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot k_\phi \cdot \frac{i_{y0}^2}{b};$$

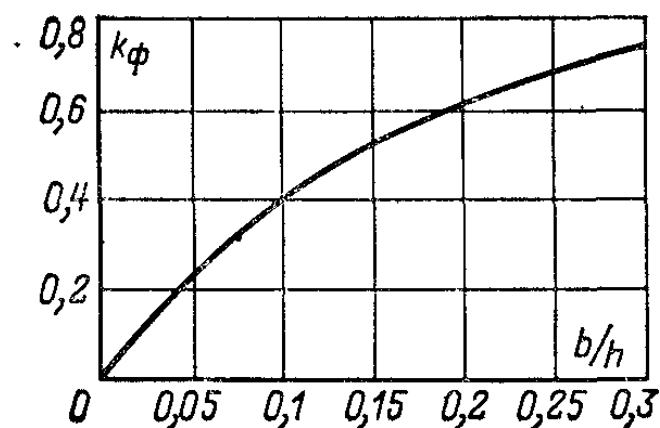


Рисунок 2.3 - Криві для визначення коефіцієнта  $k_\phi$  для двосмугових шин при

$$a_n = 2b$$

$k_\phi$  - коефіцієнт форми шин (рис. 2.3), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

$$k_\phi = 0,3 \left( \frac{b}{h} = \frac{1}{12} \right)$$

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot 0,4 \cdot \frac{90710^2}{1} = 82,29 \left( \frac{H}{M} \right)$$

Механічна напруга між смугами

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12 \cdot W_c} = \frac{82,29 \cdot 2,48^2}{12 \cdot 33} = 1,26 \text{ (МПа)}$$

$$l_n = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_c}{i_{y\phi}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_c}{k_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{0,02}{90710}} \cdot \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 144}{0,4}} = 2,48 \text{ (м)}$$

$$a_c = 2b = 2 \cdot 1 = 0,02 \text{ (м)}$$

$$W_c = \frac{bh^2}{3} = \frac{1 \cdot 10^2}{3} = 33,33 \text{ (см}^3\text{)}$$

$W_c$  - момент опору між смугами.

Механічна напруга між фазами

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\phi}^2 \cdot l^2}{W_\phi \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(90,71 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5^2}{16,66 \cdot 0,5} = 38,48 \text{ МПа}$$

$$W_\phi = \frac{bh^4}{6} = \frac{1 \cdot 10^4}{6} = 16,66 \text{ (см}^3\text{)}$$

$\sigma_{розр} = \sigma_c + \sigma_\phi \leq \sigma_{дон}$  - умова механічної міцності двосмугової шини.

$\sigma_{расч}$  - розрахунковий механічний напрямок у матеріалі шин, МПА,

$\sigma_{дон} = 82,5$  МПА - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву.

$$\sigma_{розр} = (38,48 + 1,26) \cdot 10^6 \leq 171,5 \cdot 10^6$$

Умова механічної міцності трисмугової шини виконується.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 44   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

## 2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

| Прилад   | Тип   | Клас | Навантаження по фазах |     |     |
|--|-------|------|-----------------------|-----|-----|
|  |       |      | А                     | У   | З   |
| Амперметр  | Э-335 | 1    | 0,5                   | 0,5 | 0,5 |
| Ватметр  | Д350  | 1,5  | 0,5                   | -   | 0,5 |
| Варметр  | Д345  | 1,5  | 0,5                   | -   | 0,5 |
| Лічильник активної енергії                                   | СА3   | 1    | 2,5                   | -   | 2,5 |
| Лічильник реактивної енергії                                 | СР-4  | 1,5  | 2,5                   | -   | 2,5 |
| Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН  |       |      | 6,5                   | 0,5 | 6,5 |
| Сумарне навантаження струму в колі секц. Вимикач на НН       |       |      | 0,5                   | 0,5 | 0,5 |
| Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН |       |      | 0,5                   | 0,5 | 0,5 |
| Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії           |       |      | 0,5                   | 0,5 | 0,5 |

Вибір трансформаторів струму наведений у табл. 2.13-2.15.

Таблиця 2.13 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

| Умова вибору            | Розрахункові значення   | Каталожні значення        |
|-------------------------|-------------------------|---------------------------|
| $U_C \leq U_H$          | 220 кВ                  | 220кВ                     |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 231,46 А                | 300 А                     |
| $i_y \leq I_{прСКВ}$    | 9,70 кА                 | 25                        |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$    | 1,54 кА <sup>2</sup> ·с | 288,12 кА <sup>2</sup> ·с |
| $Z_H \leq Z_{H.ном}$    | 0,82 Ом                 | 4800 Ом                   |

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ220Б-III, користуючись довідником [2].

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

де:  $Z_{ном}$  - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$  - опір приладів, Ом;

$Z_K$  - опір контактів, Ом.

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом}.$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж  $2,5 \text{ мм}^2$  для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 100 \text{ м}$

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F},$$

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 46   |

де:  $\rho$  - питомий опір міді,  $0,0175, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$ ,

$F$  - перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ Ом},$$

що менше ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Таблиця 2.14 – Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

| Умова вибору            | Розрахункові значення   | Каталожні значення      |
|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| $U_C \leq U_H$          | 10 кВ                   | 15 кВ                   |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 5092,2 А                | 6000 А                  |
| $i_y \leq i_{дин}$      | 90,71 кА                | 100 кА                  |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$    | 7,62 кА <sup>2</sup> ·с | 1200 кА <sup>2</sup> ·с |

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{np} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

де:  $Z_{ном}$  - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$  - опір приладів, Ом;

$Z_K$  - опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом}.$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж  $4\text{мм}^2$  для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{np} = \rho \frac{l}{F},$$

де:  $\rho$  - питомий опір алюмінію,  $0,0283, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$ ,

$F$  - перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,283 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,283 = 0,403 \text{ Ом},$$

що менше ніж  $0,8 \text{ Ом}$ , припустимих при роботі трансформатора в класі точності  $0,5$ .

Вибираємо трансформатор ТШВ-15. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.15 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

| Умова вибору            | Розрахункові значення   | Каталожні значення         |
|-------------------------|-------------------------|----------------------------|
| $U_C \leq U_H$          | 10 кВ                   | 10 кВ                      |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 509,22 А                | 600 А                      |
| $i_y \leq i_{дин}$      | 90,71 кА                | 100 кА                     |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$    | 7,62 кА <sup>2</sup> ·с | 2976,75 кА <sup>2</sup> ·с |

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:



$$Z_{np} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

де:  $Z_{ном}$  - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$  - опір приладів, Ом;

$Z_K$  - опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом}.$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж  $4 \text{ мм}^2$  для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{np} = \rho \frac{l}{F},$$

де:  $\rho$  - питомий опір алюмінію,  $0,0283, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$ ,

$F$  - перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,283 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,283 = 0,403 \text{ Ом},$$

що менше ніж  $0,8 \text{ Ом}$ , припустимих при роботі трансформатора в класі точності  $0,5$ .

Вибираємо трансформатор ТОЛ-10. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

На боці високої напруги ( $220 \text{ кВ}$ ) обираємо трансформатори НКФ-220-58У1 табл. 4.16, на боці  $10 \text{ кВ}$  – НОМ-10-66У2 4.17, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках [2],[3].

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 49   |

Таблиця 2.16 – Трансформатори напруги

| Тип                  | Номинальна напруга обмоток |                             |                   | Номинальна потужність,<br>В·А, в класі точності |     |     |      | Максимальна<br>потужність, В·А |
|----------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------|---|-----|-----|------|--------------------------------|
|                      | Первин<br>ної, кВ          | Основної<br>вторинної,<br>В | Додатк<br>ової, В | 0,2   | 0,5 | 1   | 3    |                                |
| НКФ-<br>220-<br>58У1 | 150/√3                     | 100/√3                      | 100               | -   | 400 | 600 | 1200 | 2000                           |

Таблиця 2.17 – Трансформатори напруги

| Тип           | Номинальна напруга обмоток |                             |                   | Номинальна потужність,<br>В·А, в класі точності |     |     |     | Максимальна<br>потужність, В·А |
|---------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------|---|-----|-----|-----|--------------------------------|
|               | Первин<br>ної, кВ          | Основної<br>вторинної,<br>В | Додатк<br>ової, В | 0,2   | 0,5 | 1   | 3   |                                |
| НОМ-<br>10-66 | 10                         | 100                         | -                 | -   | 75  | 150 | 300 | 630                            |

## 2.6 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

| Види споживачів   | Встановлена потужність |                | cos φ | tg φ  | Навантаження |            |
|---|------------------------|----------------|-------|-------|--------------|------------|
|   | одиниці,<br>кВт*к-сть  | Всього,<br>кВт |       |       | P, кВт       | Q,<br>кВАр |
| Охолод. ТРДЦН-63000/220   | 2                      | 29             | 0,83  | 0,672 | 58           | 38,9       |
| Підігрів вимикачів на напрузі 220 кВ                              | 3                      | 3,6            | 1     | 0     | 162          | 0          |
| Підігрів приводів роз'єднувачів,<br>віділювачів, короткозамикачів | 10*0,6                 | 6              | 1     | 0     | 6            | 0          |
| Опалення, освітлення, вентиляція<br>закритого РП                  | 1                      | 5              | 1     | 0     | 5            | 0          |
| Освітлення РП   | 1                      | 2              | 1     | 0     | 2            | 0          |
| Всього  |                        |                |       |       | 233          | 38,9       |

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови

$$S_{TCH} \geq S_{CH},$$

де  $S_{TCH}$  - потужність трансформатора власних потреб, кВА

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{83^2 + 60,39^2} = 82,11$$

тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 82,11 кВА.

Приймаємо два трансформатора ТМ-63/10. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на  $82,11 / 63 = 1,30$ , що допустимо.

|       |      |          |        |      |                    |  |  |  |  |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|--|--|--|--|------|
|       |      |          |        |      |                    |  |  |  |  | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    |  |  |  |  | 51   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | БР 6.050701.464 ПЗ |  |  |  |  |      |

### 3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

#### 3.1 Вихідні дані

| Марка проводів |        |         |         |         |         |         | Тип реле |
|----------------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| 1              | 2      | 3       | 4       | 5       | 6       | 7       |          |
| АС – 35        | А – 25 | ПС – 35 | ПС – 25 | АС – 35 | АС – 35 | АС – 35 | РТВ – І  |

| № схеми | Тип запобіжника | Довжина ділянки, км |     |    |   |   |   |   |
|---------|-----------------|---------------------|-----|----|---|---|---|---|
|         |                 | 1                   | 2   | 3  | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 2,4     | HS              | 1,2                 | 1,6 | 10 | 4 | 1 | 8 | 2 |

| Споживана потужність, кВА |    |    |    |    |    |
|---------------------------|----|----|----|----|----|
| S1                        | S2 | S3 | S4 | S5 | S6 |
| 75                        | 85 | 95 | 45 | 45 | 25 |

#### 3.2 Завдання

У бакалаврській роботі необхідно вибрати робочі уставки захисту ПЛ-10кВ.

Схема лінії вибирається відповідно до варіанта, де зазначені необхідні вихідні дані: опір і ЕРС живильної системи (однакові для максимального й мінімального режимів), зведені до шин 10 кВ живильної підстанції; параметри ділянок основної лінії й відгалужень; параметри трансформаторів.

|                  |             |                   |               |             |  |              |             |                |
|------------------|-------------|-------------------|---------------|-------------|--|--------------|-------------|----------------|
|                  |             |                   |               |             | <b>БР 6.050701.464 ПЗ</b>  |              |             |                |
| <i>Змін.</i>     | <i>Арк.</i> | <i>№ докум.</i>   | <i>Підпис</i> | <i>Дата</i> |  |              |             |                |
| <i>Розроб.</i>   |             | Рябченко Н.В..    |               |             | Розрахунок параметрів<br>електричних мереж та вибір<br>електрообладнання | <i>Літ.</i>  | <i>Арк.</i> | <i>Аркушів</i> |
| <i>Перевір.</i>  |             | Василега П.О.     |               |             |  |              | 52          | 87             |
| <i>Реценз.</i>   |             |                   |               |             |  | <b>СумДУ</b> |             |                |
| <i>Н. Контр.</i> |             |                   |               |             |  |              |             |                |
| <i>Затверд.</i>  |             | Лебединський І. Л |               |             |  |              |             |                |

ЕРС системи беруть такою, що дорівнює середній номінальній напрузі (10,5 кВ). На ПЛ-10 кВ установлений максимальний струмовий захист, виконаний за двофазною дворелейною схемою з реле, тип якого зазначений у завданні.

### 3.3 Розрахунок струмів коротких замикань

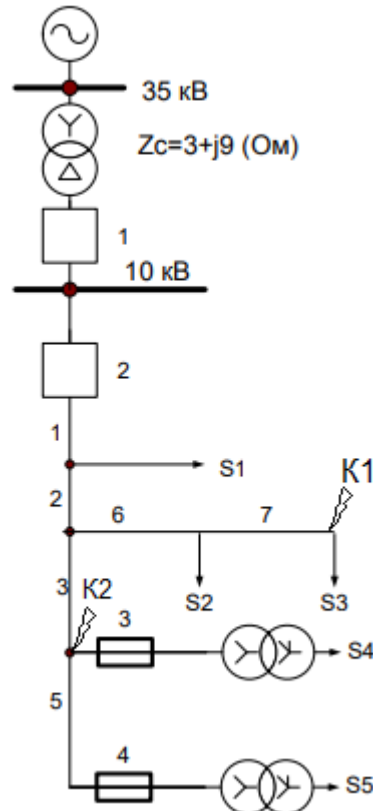


Рисунок 3.1 – Схема заміщення

Для цього намічаємо розрахункові точки КЗ, найбільш віддалені від живильної підстанції (точки  $K_1$  і  $K_2$ ). Визначаються опори ділянок ліній і відгалужень. Розрахунок зручно звести в таблицю. Значення опорів ( $r_{нит}$ ,  $x_{в.нит}$  і  $x_{н.нит}$ ) наведені в додатку А (табл. А.1). Внутрішній індуктивний опір ( $x_{в.нит}$ ) характерний тільки для сталевих проводів. Як відомо, цей опір залежить від значення струму в провіднику й тому точний розрахунок

струмів КЗ для таких проводів є досить трудомістким. Для спрощення розрахунків струмів КЗ для ліній, у яких опір ділянок зі сталевими проводами становить незначну частину загального опору до точки короткого замикання допускається брати деякі середні значення  $x_{в.ліній}$ , що відповідають току КЗ приблизно 150 А. При більших струмах КЗ ці опори зменшуються. Таким чином, зазначене допущення створює деякий запас при розрахунку максимального струмового захисту лінії.

Таблиця 3.1– Розрахунок опору ділянок

| Ділянки лінії | Довжина, км | Марка провода | $r_{ліній}$<br>Ом/км | $x_{в.ліній}$<br>Ом/км | $x_{н.ліній}$ ,<br>Ом/км | $x_{в.ліній} + x_{н.ліній}$ ,<br>Ом/км | $r$ , Ом | $x_{в} + x_{н}$ ,<br>Ом |
|---------------|-------------|---------------|----------------------|------------------------|--------------------------|--|----------|-------------------------|
| 1             | 1,2         | АС-35         | 0,773                | -                      | 0,4                      | 0,4                                    | 0,928    | 0,48                    |
| 2             | 1,6         | А-25          | 1,14                 | -                      | 0,4                      | 0,4                                    | 1,824    | 0,64                    |
| 3             | 10          | ПС-35         | 4,5                  | 1,2                    | 0,4                      | 1,6                                    | 45       | 16                      |
| 4             | 4           | ПС-25         | 6,2                  | 1,4                    | 0,4                      | 1,8                                    | 24,8     | 7,2                     |
| 5             | 1           | АС-35         | 0,773                | -                      | 0,4                      | 0,4                                    | 0,773    | 0,4                     |
| 6             | 8           | АС-35         | 0,773                | -                      | 0,4                      | 0,4                                    | 6,184    | 3,2                     |
| 7             | 2           | АС-35         | 0,773                | -                      | 0,4                      | 0,4                                    | 1,546    | 0,8                     |

Визначаються сумарні активний та індуктивний опори до розрахункової точки КЗ  $K_1$  (з урахуванням опору системи):

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 3 + 0,928 + 1,824 + 6,184 + 1,546 = 13,482 \text{ (Ом)}$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 9 + 0,48 + 0,64 + 3,2 + 0,8 = 14,12 \text{ (Ом)}$$

Повний опір до точки  $K_1$

$$Z_{k1} = \sqrt{(r_{k1})^2 + (x_{k1})^2} = \sqrt{(13,482)^2 + (14,12)^2} = 19,52 \text{ (Ом)}$$

Струм при трифазному КЗ у точці  $K_1$

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 54   |

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 19,52} = 310,56 \text{ (А)}$$

Визначаються сумарні активний та індуктивний опори до розрахункової точки КЗ  $K_2$  (з урахуванням опору системи):

$$r_{k2} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 + r_5 = 3 + 0.928 + 1.824 + 45 + 0.773 = 51.525 \text{ (Ом)}$$

$$x_{k2} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 + x_5 = 9 + 0.48 + 0.64 + 16 + 0.4 = 26.52 \text{ (Ом)}$$

Повний опір до точки  $K_2$

$$Z_{k2} = \sqrt{(r_{k2})^2 + (x_{k2})^2} = \sqrt{(51.525)^2 + (26.52)^2} = 57.95 \text{ (Ом)}$$

Струм при трифазному КЗ у точці  $K_2$

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k2}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 57.95} = 104.61 \text{ (А)}$$

### 3.3.1 Вибір трансформатору струму та визначення коефіцієнтів чутливості захисту

Максимальний робочий струм лінії ( $I_{\text{роб.макс}}$ ) за відсутності офіційних даних може бути визначений приблизно за максимальною сумарною потужністю силових трансформаторів, які можуть живитися від лінії, що захищається, у нормальному, ремонтному або післяаварійному режимах:

$$\sum I_{\text{ном.тр}} = \frac{\sum S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{75 + 85 + 95 + 45 + 45}{\sqrt{3} \cdot 10} = 19,92 \text{ А}$$

Розраховується струм спрацьовування максимального захисту лінії за виразом:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{роб.макс}} = \frac{1,2 \cdot 1,2 \cdot 19,92}{0,67} = 42,81 \text{ А}$$

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 55   |

Розраховується струм спрацьовування захисту обраного реле і перевіряється чутливість захисту. Вибираємо первинний струм трансформатора струму  $I_{1\text{ном.ТС}} \geq \sum I_{\text{ном.тр}}$ . Попередньо взявши  $n_T = 30/5$ , одержуємо

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{n_T} = \frac{42,912 \cdot 1}{30/5} = 7,135 \text{ А}$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{I_{\text{с.р}} \cdot n_T}{k_{\text{сх}}^{(3)}} = \frac{5 \cdot 30/5}{1} = 30 \text{ А}$$

Найближча більша уставка на реле РТВ-І дорівнює 10 А. Тоді  $I_{\text{с.з}}$  матиме значення 30 А.

Коефіцієнт чутливості при КЗ в основній зоні дії захисту (точка К2 з найменшим струмом КЗ) відповідно:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 104,61}{30} = 3,01 \geq 1,5, \quad \text{отже за умовами}$$

релейного захисту секціонування не потрібно.

Визначається коефіцієнт чутливості в зоні резервування, тобто при КЗ на шинах нижчої напруги трансформаторів відгалужень (точка К3). Вибираємо підходящі трансформатори.

Таблиця 3.2– Розрахунок опору ділянок

| Тип трансформатора | Sном, кВ·А | Каталожні дані |     |       |          |          |       |
|--------------------|------------|----------------|-----|-------|----------|----------|-------|
|                    |            | Uном, кВ       |     | Uк, % | ΔРк, кВт | ΔРх, кВт | Iх, % |
|                    |            | ВН             | НН  |       |          |          |       |
| ТМ-63/10           | 63         | 10             | 0,4 | 4,5   | 1,28     | 0,22     | 2,8   |

Розраховуємо опори трансформаторів

$$x_{\text{Т4}} = x_{\text{Т5}} = \frac{u_k \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{4,5 \cdot 10^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 63 \cdot 10^3} = 71,43 \text{ Ом}$$

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 56   |



$$r_{T4} = r_{T5} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{BH}^2}{S_{ном.тр}^2} = \frac{1,28 \cdot 10^3 \cdot 10^2 \cdot 10^6}{63^2 \cdot 10^6} = 32,25 \text{ Ом}$$

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової точки короткого замикання К3 (точки К2 і К3), з урахуванням опору системи:

Для К2:

$$r_{K2} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 + r_5 + r_{T4} = 3 + 0,928 + 1,824 + 45 + 0,77 + 32,25 = 83,772 \text{ Ом},$$

$$x_{K2} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 + x_5 + x_{T4} = 9 + 0,48 + 0,64 + 16 + 0,4 + 71,43 = 97,95 \text{ Ом}.$$

Повний опір до точки К2:

$$z_{K2} = \sqrt{r_{K2}^2 + x_{K2}^2} = \sqrt{83,772^2 + 97,95^2} = 128,89 \text{ Ом}.$$

Струм при трифазному КЗ у точці К2:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot z_{K2}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 128,89} = 47,034 \text{ А}.$$

Струм при двофазному КЗ у точці К2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 47,034 = 40,733 \text{ А}.$$

Для К1:

$$r_{K3} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 + r_{T4} = 3 + 0,928 + 1,824 + 6,184 + 1,546 + 32,25 = 45,732 \text{ Ом},$$

$$x_{K3} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 + x_{T4} = 9 + 0,48 + 0,64 + 3,2 + 0,8 + 71,43 = 85,55 \text{ Ом}.$$

Повний опір до точки К1:

$$z_{K3} = \sqrt{r_{K3}^2 + x_{K3}^2} = \sqrt{45,732^2 + 85,55^2} = 97 \text{ Ом}.$$

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 57   |

Струм при трифазному КЗ у точці К1:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{КЗ}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 97} = 62,494 \text{ А.}$$

Струм при двофазному КЗ у точці К1:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 62,494 = 54,12 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості в зоні резервування:

$$k_{\text{ч.рез}} = \frac{I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{40,733}{30} = 1,358$$

$k_{\text{ч.рез}} > 1,2$ , отже максимальний захист не чутливий до пошкоджень за малопотужними і віддаленими трансформаторами відгалужень, що допускається ПУЕ.

### 3.4 Визначення запобіжника за схемою, та його параметрів, побудова графіка час-струмової характеристики

Так як, на схемі зі споживачем S4=45 кВА. та відповідним трансформатором, можливе більше КЗ за трансформатор зі споживачем S5, то підберемо запобіжник для трансформатора ном. потужність якого 63 кВ., а отже номінальний струм на стороні запобіжника буде дорівнювати 10 А., при напрузі в 10 кВ..

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 58   |

Таблиця 3.3 – Розрахунок опору ділянок

| Потужність трансформатора, кВА | Номінальний струм, А      |       |       |                        |      |              |
|--------------------------------|---------------------------|-------|-------|------------------------|------|--------------|
|                                | трансформатора на стороні |       |       | запобіжника на стороні |      |              |
|                                | 0,4 кВ                    | 6 кВ  | 10 кВ | 0,4 кВ                 | 6 кВ | 10 кВ        |
| 25                             | 36                        | 2,40  | 1,44  | 40                     | 8    | 5            |
| 40                             | 58                        | 3,83  | 2,30  | 60                     | 10   | 8            |
| 63                             | 91                        | 6,05  | 3,64  | 100                    | 16   | 10           |
| 100                            | 145                       | 9,60  | 5,80  | 150                    | 20   | 16           |
| 160                            | 231                       | 15,40 | 9,25  | 250                    | 31,5 | 20           |
| 250                            | 360                       | 24,00 | 14,40 | 400                    | 50   | 40<br>(31,5) |
| 400                            | 580                       | 38,30 | 23,10 | 600                    | 80   | 50           |
| 630                            | 910                       | 60,50 | 36,40 | 1000                   | 160  | 80           |

Для розрахунку я вибрала кварцовий запобіжник типу NS , призначений для захисту силового трансформатора, з номінальною напругою 10 кВ., номінальним струмом  $I_{ном}=10$  А. і номінальним струмом вимикання  $I_{в.ном}=1,6$  кА. (так, як у місці де встановлений запобіжник максимальне значення струму КЗ(точкаЗ) дорівнює 106,21А.

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 = 3 + 0,928 + 1,824 + 45 = 50,75 \text{ (Ом)}$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 = 9 + 0,48 + 0,64 + 16 = 26,12 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{k1} = \sqrt{(r_{k1})^2 + (x_{k1})^2} = \sqrt{(50,75)^2 + (26,12)^2} = 57,08 \text{ (Ом)}$$

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 57,08} = 106,21 \text{ (А)}$$

Визначившись з запобіжником, скористаємось додатком Б, в якому наведені криві час-струмових характеристик, побудуємо графік час струмової характеристики за такими точками.

|       |      |          |        |      |  |  |  |  |  |      |
|-------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
|       |      |          |        |      |  |  |  |  |  | Арк. |
|       |      |          |        |      |  |  |  |  |  | 59   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |  |  |  |  |  |      |

Таблиця 3.4 – Час-струмова характеристика

|         |    |      |    |     |     |      |      |      |     |
|---------|----|------|----|-----|-----|------|------|------|-----|
| t,c     | 30 | 3    | 1  | 0,5 | 0,2 | 0,07 | 0,04 | 0,03 | 0   |
| I,A     | 30 | 38,5 | 45 | 50  | 60  | 73   | 80   | 105  | 150 |
| I*1,2,A | 36 | 46,2 | 54 | 60  | 72  | 87,6 | 96   | 126  | 180 |

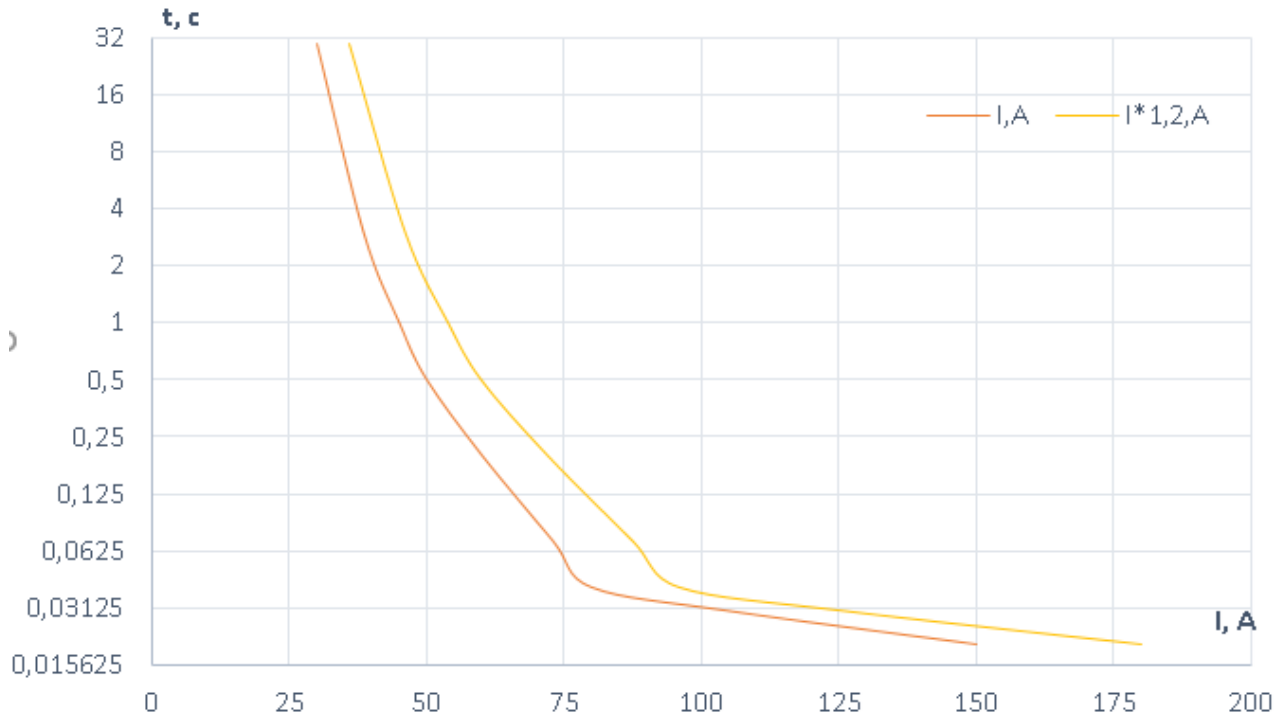


Рисунок 3.2 – Час-струмові характеристики

### 3.5 Побудова карти селективності захисту

Підбирається характеристика 2 максимального струмового захисту лінії (реле РТВ-І), виходячи з таких умов.

1) Струм спрацьовування захисту повинен бути не менш ніж на 10% більше від струму плавлення вставки запобіжника, що відповідає часу дії захисту в початковій частині характеристики (не менше 5 с). Для цього визначається струм  $I_{пл}$  при 5 с: 30,5 А. Обраний раніше струм спрацьовування захисту (30 А) задовольняє цю умову.

2) Ступінь селективності 0,5-0,7с між характеристиками захисту (2) і запобіжника (1) бажано забезпечувати при всіх можливих значеннях струму КЗ. Ступінь селективності між захистом живильного трансформатора і захистом ПЛ 10 кВ повинен бути приблизно 0,7 с при максимальному струмі КЗ на початку лінії (практично береться струм КЗ на шинах 10 кВ живильної підстанції).

Беручи за основу типову односекундну характеристику реле РТВ-І (наведена в додатку Б, рис. Б.1 ), визначаємо кілька точок потрібної характеристики з  $t_{сз} = 0,8$  с у незалежній частині, а потім перераховуємо абсиси цих точок за обраним струмом спрацьовування захисту  $I_{сз} = 30$  А

Таблиця 3.5 – Розраховані данні для характеристики реле РТВ-І

| $\frac{I_p}{I_{с,р}}, \%$ | $t_{сз}, с$ | $I_k, А$ | $t_{сз}, с$ |
|---------------------------|-------------|----------|-------------|
| 84                        | 3,52        | 35       | 3,52        |
| 88                        | 2,4         | 37       | 2,4         |
| 92                        | 1,6         | 39       | 1,6         |
| 96                        | 0,8         | 41       | 1,12        |
| 104                       | 0,64        | 44       | 0,96        |
| 112                       | 0,56        | 47       | 0,96        |
| 120                       | 0,56        | 51       | 0,96        |
| 128                       | 0,48        | 54       | 0,96        |

Таблиця 3.6 – Розраховані дані для характеристики реле РТВ-I

|                               |       |       |       |       |       |       |
|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $k = \frac{I_p}{I_{c,p}}, \%$ | 84    | 88    | 92    | 104   | 120   | 128   |
| $t_{c,з}, c$                  | 3,5   | 2,4   | 1,6   | 0,64  | 0,56  | 0,48  |
| $I_k, A$                      | 35,96 | 37,67 | 39,38 | 44,52 | 51,37 | 54,79 |

Струм  $I_k$  визначається за виразом:

$$I_k = \frac{k * I_{c,p} * n_T}{100 * k_{cx}^{(3)}}$$

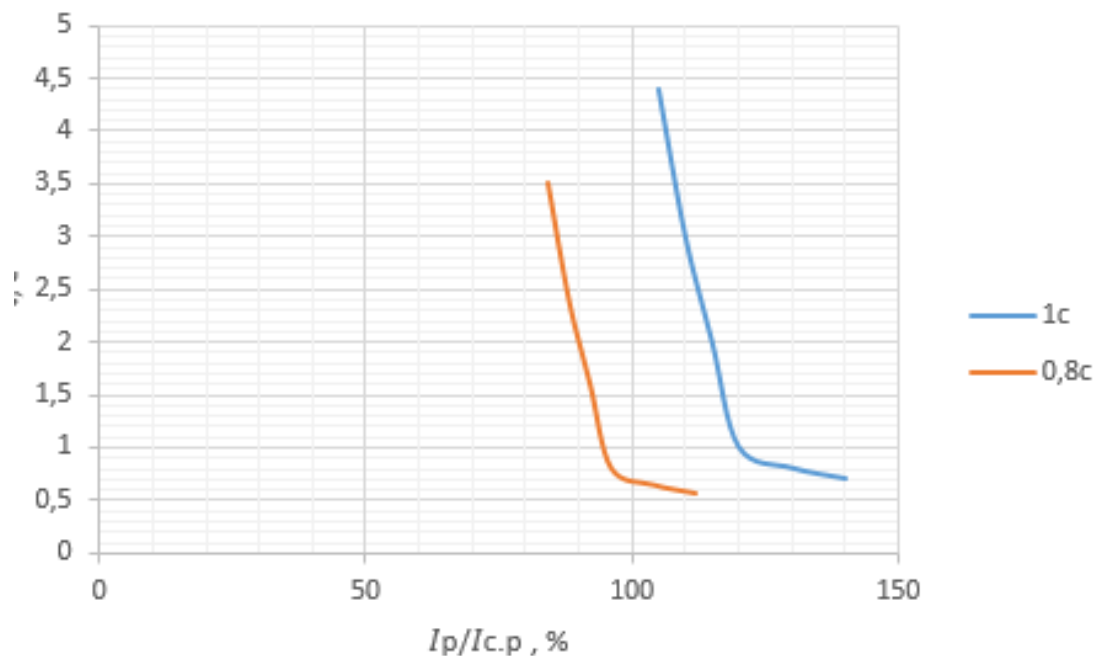


Рисунок 3.3 – Карта селективності

Судячи з графіку - селективність між захистом 2 і запобіжником 1 забезпечується на всьому діапазоні струмів КЗ.

Перевірка струмового захисту (0,8 с) за умовами термічної стійкості проводів лінії, що захищається. Для практичних розрахунків на термічну стійкість проводів розподільних електричних мереж:

$$t_{вим} = t_{c,з} + t_{в,в} = 0,8 + 0,1 = 0,9 c$$

$$S_{\text{мін}} = \frac{I_K}{C} * \sqrt{t_{\text{вим}}} = 640 * \frac{\sqrt{0,8 + 0,1}}{69,5} = 8,736 \text{ мм}^2,$$

що менше взятого на ділянках 1 і 2 (АС-35 та А-25)

### 3.6 Розрахункова перевірка трансформаторів струму

Проводимо розрахункову перевірку трансформаторів струму: перевірка на 10 %-ву похибку

$$k_{10} = \frac{I_{\text{роз}}}{I_{\text{ТТ}}} = \frac{47.091}{30} = 1.569$$

$$\text{Де } I_{\text{роз}} = 1.1 \cdot I_{\text{с.з.}} = 1.1 \cdot 42.81 = 47.091 \text{ (А)}$$

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму визначимо за формулою:

$$Z_{\text{н.роз}} = 2r_{\text{пр}} + z_p + z_{\text{пер}} = 2 \cdot 0.001 + 2.09 + 0.1 = 1.192 \leq 3.4 \text{ (Ом)}$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{3.3}{34.5 \cdot 70} = 0.001 \text{ (Ом)}$$

Опір реле при втягнутому якорі при уставці 7,5 визначимо за формулою;

$$z_p = \frac{S_p}{7,5^2} = \frac{118}{100} = 2.09 \text{ (Ом)}$$

Визначаємо розрахункову напругу на виводах первинної обмотки трансформаторів струму за формулою:

$$U_{2\text{max}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{max}} \cdot I_{2\text{ном}} \cdot Z_{\text{н.роз}}$$

$$\text{Де } k_{\text{max}} = \frac{I_K}{I_{\text{ТТ}}} = \frac{640}{30} = 21.333$$

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 63   |

$I_{2\text{ном}}$  - вторинний струм трансформатора струму.

$$U_{2\text{max}} = \sqrt{2} \cdot 21.333 \cdot 5 \cdot 2.192 = 330.65 \text{ (В)}$$

Робоча напруга для приєднань, а які не мають зв'язку з іншими приєднаннями і апаратура яких розташована окремо від апаратури друге приєднань, відповідно до правил не повинно перевищувати 1000 В.

$$U_{2\text{max}} = 330.65 < \sqrt{2} \cdot 1000 \text{ В}$$

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 64   |



## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 4.1 Структура й основні вимоги до електропостачальних систем

Сучасні електропостачальні системи промислових підприємств, міст, сільського господарства і транспорту повинні відповідати рівню розвитку технологій, обсягу споживання електричної енергії, забезпечувати показники якості електроенергії та відповідну до вимог споживача надійність за максимальної економічної ефективності. Практично на стадії проектування об'єкта в електропостачальну систему потрібно закладати такі технічні вирішення, які забезпечили б виконання згаданих умов. Завдання ускладнюється тим, що з часом попередні умови можуть змінюватись як в частині значень електричних навантажень, територіальному їх розташуванню, так і з боку енергосистеми, сторонніх споживачів тощо. До того ж деякі вихідні дані можуть бути задані з певним наближенням або просто відсутні. Тому розроблена електропостачальна система повинна бути до-сить універсальною і легко адаптуватись до деякої варіації вихідних умов з можливістю її подальшого розвитку. Звідси випливають основні вимоги до електропостачальних систем:

1. Максимальна економічна ефективність, з якою можна було б всі фактори врахувати в економічному еквіваленті, тобто кількісно. Оскільки це неможливо, існують інші вимоги.

2. Забезпечення показників якості електроенергії відповідно до чинних стандартів.

3. Надійність системи відповідно до категорії електроприймачів за надійністю електропостачання.

|                  |             |                   |               |             |  |              |             |                |
|------------------|-------------|-------------------|---------------|-------------|--|--------------|-------------|----------------|
|                  |             |                   |               |             | <b>БР 6.050701.464 ПЗ</b>  |              |             |                |
| <i>Змін.</i>     | <i>Арк.</i> | <i>№ докум.</i>   | <i>Підпис</i> | <i>Дата</i> |  |              |             |                |
| <i>Розроб.</i>   |             | Рябченко Н.В.     |               |             | Розрахунок параметрів<br>електричних мереж та вибір<br>електрообладнання | <i>Літ.</i>  | <i>Арк.</i> | <i>Аркушів</i> |
| <i>Перевір.</i>  |             | Василега П.О.     |               |             |  |              | 65          | 87             |
| <i>Реценз.</i>   |             |                   |               |             |  | <b>СумДУ</b> |             |                |
| <i>Н. Контр.</i> |             |                   |               |             |  |              |             |                |
| <i>Затверд.</i>  |             | Лебединський І. Л |               |             |  |              |             |                |

Простота та наочність схем, що забезпечує підвищення надійності експлуатації.

5. Гнучкість електропостачальної системи.

6. Придатність до розширення або реконструкції.

7. Максимальна електро-, пожежо- та вибухобезпека під час експлуатації.



Рисунок 4.1 – Структура електропостачальних систем

З погляду особливостей електропостачання споживачі електроенергії можна поділити на великі із встановленою потужністю електроприймачів 75-100 МВт і більше, середні (5-75 МВт) та малі (менше 5 МВт). Для випадку середнього або великого споживача структура системи його схематично зображена на рисунку у вигляді відповідного сполучення основних функційних частин:

1) Електроенергетична система як джерело живлення представлена однією або декількома своїми підстанціями, до шин відповідної напруги яких підключають лінії розподільчих мереж енергосистеми;

2) Лінії зовнішнього електропостачання – одна або декілька, найчастіше повітряні двоколові або подвійні, від одного або більше джерел напру-гою до 35 або 110 кВ, в особливих випадках і більше, а іноді напругою 10 кВ (кабельні або повітряні);

3) Установи приймання електроенергії від енергосистеми (наприклад, головна понижувальна підстанція – ГПП). Разом з лініями живлення вони забезпечують глибокий ввід високої напруги до споживачів і називаються підстанціями глибокого вводу (ПГВ). Електроенергія приймається на високій напрузі і трансформується на середню напругу (СН), яка є зручною для розподілу її по території об'єктів – промислових підприємств, міст і сільськогосподарських споживачів;

4) За наявності промислових або міських ТЕЦ останні приєднують до енергосистеми через ГПП. В окремих випадках лінії зв'язку з системою та ГПП можуть бути відсутні. Електропостачальна система при цьому стає автономною і розподіл електроенергії по території об'єкту відбувається на генераторній напрузі;

5) Мережа середньої напруги (СН) виконує функцію розподілу електроенергії по території підприємства або міста;

6) Розподільчі пункти (РП) середньої напруги;

7) Трансформаторні підстанції (ТП) – цехові на промислових підприємствах, розподільчі в містах та сільській місцевості, також перетворювальні підстанції (ПП);

8) До розподільчих пунктів СН приєднуються електроприймачі з відповідною їм номінальною напругою безпосередньо, або через спеціальні трансформатори, якщо номінальні напруги їх відрізняються. Як правило, це синхронні або асинхронні двигуни досить великої потужності (декілька сотень кіловат або декілька мегават), трансформатори електричних печей та трансформатори перетворювальних пристроїв;

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 67   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Для забезпечення електричних навантажень різноманітних споживачів необхідні джерела живлення, до яких пред'являють певні техніко економічні вимоги. Вони повинні:

- мати достатню потужність і надійність;

- забезпечувати потрібну якість електроенергії (стабільність напруги і частоти, синусоїдальність напруги, симетрію трифазної системи напруги, тощо) в нормальних та післяаварійних режимах;

- для заощадження енергоресурсів мати високий ККД перетворення енергії і виробляти енергію з малою собівартістю. В залежності від конкретних умов як джерело живлення споживачів використовують:

1) підстанції енергосистеми;

2) власні електростанції, які працюють паралельно з енергосистемою;

3) електростанції і генераторні агрегати, які не призначені для паралельної роботи з енергосистемою;

4) у спеціальних випадках – електрохімічні, фотоелектричні та інші статичні джерела.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 68   |

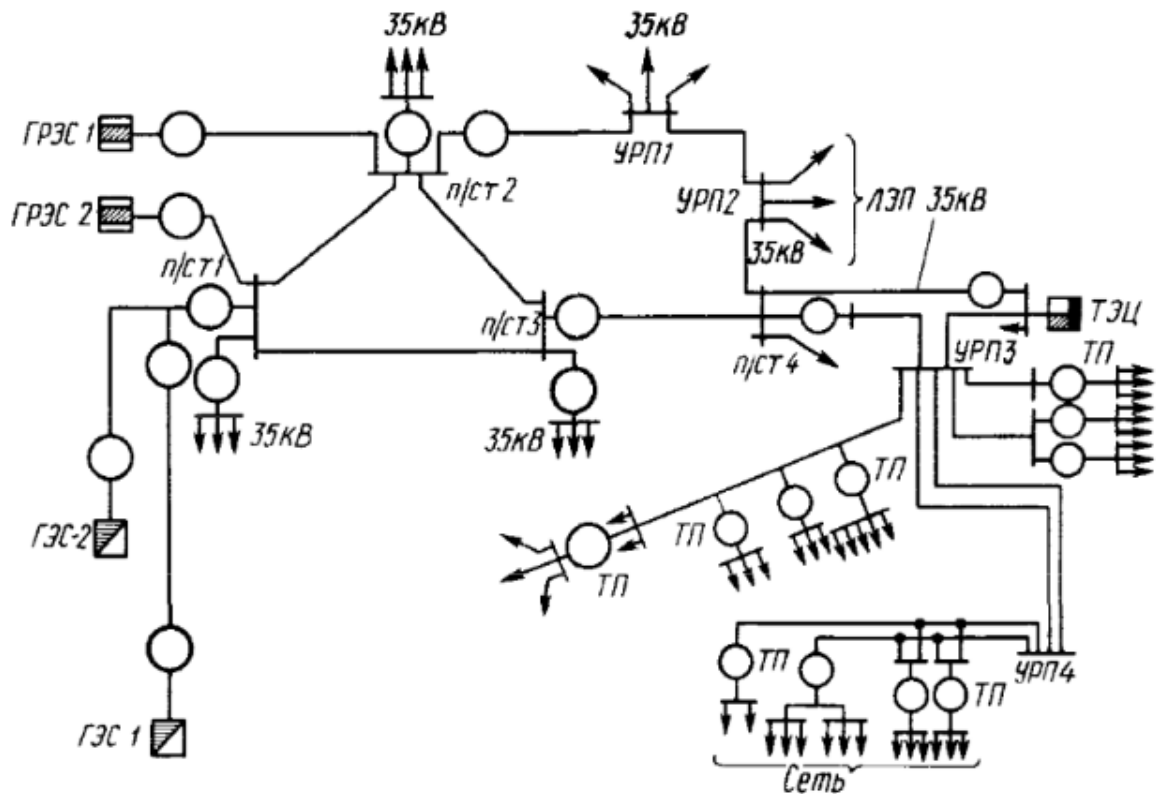


Рисунок 4.2 – Принципова схема електричної системи

На рисунку наведена принципова схема електричної системи. Якщо напруга генераторів ТЕЦ становить 6-20 кВ, то економічно доцільно подавати електроенергію через розподільні підстанції УРПЗ міських та промислових споживачів, розташованих поблизу ТЕЦ. Для електропостачання споживачів, віддалених на значні відстані, і зв'язків електростанцій з енергетичною системою застосовують напруги, що перевищують напругу генерування. Для цього на ТЕЦ, ГЕС-1 і ГЕС-2 та теплових районних електростанціях ГРЭС-1 і ГРЭС-2 встановлюють підвищувальні трансформатори для ліній напругою 35, 110, 220 і 500 кВ. Трансформаторні підстанції п/ст1 п/ст4 і розподільні підстанції УРП1–УРП4 призначені для перетворення напруги і для зв'язку окремих частин системи та живлення потужних споживачів, а трансформаторні підстанції ТП – для живлення споживачів меншої потужності. Власні електростанції (ТЕЦ) промислових підприємств, що працюють паралельно з енергосистемою, використовують у таких випадках:

1. За великого споживання теплової енергії у вигляді гарячої води або пари; забезпечення кращого використання палива за допомогою комбінованого виробництва теплової та електричної енергії на промислових ТЕЦ.

2. За наявності на підприємстві великої кількості відходів виробництва - вторинного палива, спалювання якого доцільне на заводських станціях. Типовим таким паливом є коксовий газ на металургійних підприємствах.

3. За великої потужності підприємства порівняно з потужністю енергосистеми або обмеженої пропускної здатності мережі живлення, якщо спорудження власної електростанції економічно вигідніше, ніж розширення енергосистеми. ТЕЦ промислових підприємств через трансформатори зв'язку з енергосистемою можуть передавати в мережу вищої напруги надлишок електроенергії, яку вона генерує, або приймати від мережі системи електроенергію у разі її дефіциту на шинах генераторної напруги промислової ТЕЦ.

## 4.2 Обов'язки енергетика

1) Забезпечити утримання в належному технічному стані діючих і резервних електроустановок та обладнання; безперебійну подачу електроенергії до робочих місць і обладнання; своєчасний ремонт електроустановок; необхідну безпеку експлуатації електрообладнання; усунення аварійних режимів роботи і аварій електроустаткування; дотримання встановлених графіків енергоспоживання.

2) Складати і своєчасно представляти до відділу головного електрика необхідну звітність по електрогосподарство.

3) Брати участь, спільно з керівництвом, в розробці планів спрямованих на раціональне використання та економію електроенергії, проектів зменшення питомих норм витрат електроенергії, а також забезпечує дотримання

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 70   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

встановлених норм витрати і лімітів енергоспоживання, виконує плани ОТМ по економії електроенергії.

4) Розробляти заявки на матеріали, електрообладнання та запасні частини до нього для ремонтно-експлуатаційних потреб.

5) Здійснювати контроль за якістю монтажних, налагоджувальних і ремонтних робіт, що виконуються підрядними організаціями та ремонтним персоналом заводу. Бере участь у випробуваннях і прийманні після монтажу і ремонту електроустаткування і електромереж. Оформляє акти на виконані роботи.

6) Здійснювати облік, інвентаризацію та паспортизацію всього електротехнічного обладнання та електромереж. Готує пропозиції щодо заміни морально застарілого і неекономічного обладнання.

7) Забезпечити відповідність експлуатованого електрообладнання вимогам ПУЕ.

8) Забезпечити спільно з керівництвом виконання розпоряджень в частині дотримання графіків навантаження і режимів роботи електрообладнання, а також встановлених лімітів споживання електроенергії.

9) Забезпечити своєчасне огляд, випробування та ремонт підвідомчого устаткування, утримання будівель і споруд в справному стані, оформлення і наявність технічної документації на підвідомче обладнання.

10) Забезпечити утримання в справному стані, а також своєчасний ремонт і ефективну роботу електрообладнання вентиляційних та інших санітарно-технічних установок.

11) Інструктувати і навчати підлеглих працівників безпечним методам роботи, а також контролювати виконання ними вимог інструкцій і правил з охорони праці. Не допускати до самостійної роботи осіб без інструктажу, навчання і перевірки знань інструкцій і правил з охорони праці.

12) Брати участь в цільових перевірках стану охорони праці, пожежної безпеки об'єктів і обладнання.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 71   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

13) Забезпечити наявність на робочих місцях інструкцій, плакатів, знаків безпеки, попереджувальних написів та інших засобів пропаганди з техніки безпеки.

14) Брати участь у проведених начальником перевірок стану охорони праці та санітарного стану обладнання на робочих місцях в кожній зміні, бригаді.

15) Забезпечити безпеку робіт, що проводяться підлеглим персоналом, дотримання інструкцій і правил з охорони праці, а також правильну організацію робочих місць і застосування працюючими засобів індивідуального захисту.

16) Підтримувати в належному санітарному стані електрообладнання та закріплену територію.

17) З охорони праці відповідно до СУОП енергетик зобов'язаний:

*щодня:*

- заслуховувати інформацію начальників змін про стан, безпечної експлуатації обладнання і правильності підготовки робочих місць до виконання ремонтних робіт і про які мали місце порушення інструкцій і правил з техніки безпеки;

- контролювати правильність підготовки робочих місць при проведенні робіт на висоті, газонебезпечних, вогневих робіт;

- контролювати дотримання працівниками правил техніки безпеки, застосування засобів індивідуального захисту і пристосувань;

- приймати негайно заходи щодо усунення виявлених порушень;

- записувати виявлені порушення в журнал ступеневої контролю;

*щотижня:*

- проводити обстеження робочих місць, перевіряти стан устаткування, електропристроїв, контрольно-вимірювальних приладів і засобів автоматики (за належністю), а також дотримання підлеглим персоналом інструкцій і правил з охорони праці;

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 72   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |



- аналізувати всі мали місце порушення інструкцій і правил з техніки безпеки;

- розробляти заходи, спрямовані на попередження та вживати заходів щодо усунення виявлених порушень;

- звітувати перед начальником цеху про профілактичну роботу з техніки безпеки;

*щомісяця:*

- проводити з працівниками служби наради з техніки безпеки "День техніки безпеки", на яких розбирати характерні випадки порушень інструкцій і правил з техніки безпеки, а також доводити до їхнього відома новоприйняті накази, розпорядження та інші документи з охорони праці.

#### **4.3 Способи визначення й усунення типових несправностей силових трансформаторів і електродвигунів**

До найбільш характерних несправностей силових трансформаторів й електродвигунів відносять:

1. «Старіння» міжлистової ізоляції магнітопроводу, окремі місцеві пошкодження її, замикання окремих листів. Ознаки uszkodження – збільшення струму і втрат холостого ходу, швидке погіршення стану масла, зниження його температури спалаху, підвищення кислотності масла і зниження пробивної напруги.

2. «Пожежа» стали, пошкодження ізоляції стяжних болтів, замикання аркушів магнітопроводу, дотик в двох місцях магнітопроводу металевих частин, в результаті чого утворюються замкнуті контури для вихрових потоків. Ознаки uszkodження – підвищення температури трансформатора, поява газу чорного або бурого кольору в газовому реле, котрий запалюється при підпалі. Масло змінює колір, стає темним і має різкий специфічний запах внаслідок розкладання.

|              |             |                 |               |             |                           |      |
|--------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|---------------------------|------|
|              |             |                 |               |             | <b>БР 6.050701.464 ПЗ</b> | Арк. |
|              |             |                 |               |             |                           | 73   |
| <i>Змін.</i> | <i>Арк.</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підпис</i> | <i>Дата</i> |                           |      |

3. Ослаблення магнітопроводу, вільне коливання деталей, коливання крайніх листів магнітопроводу. Ознаки ушкодження - ненормальне гудіння, деренчання, дзижчання. Ці ж ознаки можуть бути і наслідком підвищення проти нормальної первинної напруги.

4. «Старіння» і знос ізоляції. Знос ізоляції може статися через тривалу експлуатацію трансформатора, однак спостерігається і передчасний знос, який є результатом частих перевантажень або недостатньо інтенсивного охолодження при номінальному навантаженні. Погіршення умов охолодження може відбутися через опади шламу на обмотки, забруднення між обмоткових проміжків і при "старінні" масла.

У практиці прийнято наступний поділ ізоляції за класами придатності:

- 1-й клас – ізоляція еластична, м'яка, не дає тріщин і деформацій; така ізоляція вважається гарною - 2-й клас – ізоляція тверда, міцна, без тріщин, не дає тріщин і деформацій при натисканні рукою і з тяжкістю відділяється за допомогою ножа; такий стан ізоляції вважається задовільним;

- 3-й клас – ізоляція тендітна, при натисканні або постукуванні розшаровується або з'являються дрібні тріщини і деформації;

- 4-й клас – ізоляція має тріщини, при натисканні рукою обсыпається, помічаються оголені ділянки; ізоляція вважається поганою, і потрібна зміна обмоток.

Для визначення міцності ізоляційних прокладок в ремонтній практиці перевірка стану електрокартону проводиться на зразках, вирізаних з ізоляції різних частин трансформаторів. Вирізану смужку електрокартону згинають пальцями під прямим кутом або складають удвічі без здавлювання листа згину. Якщо при повному згині вдвічі електрокартон не ламається, ізоляція вважається хорошою, якщо при повному згині ламається, то задовільною, т. Е. Обмежено придатної, а якщо картон ламається ще при згині до прямого кута, то непридатною.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 74   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Розглянемо більш докладно можливі несправності силових трансформаторів:

1. Між виткове замикання в обмотках. Таке замикання виникає при руйнуванні ізоляції обмотки внаслідок її зносу, деформація обмоток при КЗ, стрибку навантаження, різного роду перенапруги в аварійних режимах, зниження рівня масла до оголення обмоток і в інших випадках. Ознаки ушкодження – робота газового захисту на відключення трансформатора з виділенням горючого газу біло-сірого або синюватого кольору; ненормальний нагрів трансформатора з характерним бульканням, неоднаковий опір обмоток фаз при вимірюванні їх постійним струмом. При значних між виткових замикань наводиться в дію максимальний захист.

2. Обрив обмотки, що виникає при згорянні вихідних кінців внаслідок термічної дії і електромеханічних зусиль струмів короткого замикання, поганої пайки провідників, вигорянні частини витків при між виткових замикань. Ознаки ушкодження – робота газового захисту внаслідок утворення дуги в місці обриву.

3. Пробій і перекриття внутрішньої і зовнішньої ізоляції трансформатора. Причинами перекриття можуть бути значний знос ізоляції, поява в ній тріщин, в які потрапляє бруд і волога, а також атмосферні і комутаційні перенапруги.

Трансформатори вітчизняного виробництва прості за конструкцією, надійні і зручні в експлуатації. Випадки пошкодження трансформаторів викликані: порушенням діючих правил експлуатації, аварійними і ненормованими режимами роботи, старінням ізоляції обмоток, неякісною збіркою їх на заводі або при монтажі та ремонті. Досвід монтажу і ремонту трансформаторів показує, що дві третини пошкоджень виникає в результаті незадовільного ремонту, монтажу і експлуатації та одна третина – внаслідок заводських дефектів. Основні пошкодження припадають на обмотки, відводи, виводи і перемикачі (близько 84%).

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 75   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Найбільш серйозна несправність трансформаторів виникає при пошкодженні магнітопроводів ("пожежа стали"), внаслідок порушення ізоляції між окремими листами стали і стягують їх болтами. У стикових магнітопроводах причиною аварій буває порушення ізоляції в стиках між ярмом і стрижнями. Місцеві нагриви стали магнітопроводу виникають в результаті руйнування або зносу ізоляції стяжних болтів, пошкодження міжлистової ізоляції і поганого контакту електричних з'єднань.

Обмотки – найбільш вразлива частина трансформаторів, часто виходять з ладу. Найбільш поширені ушкодження обмоток – замикання між витками і на корпус, між секційні пробої, електродинамічні руйнування, обрив ланцюга. Перераховані пошкодження відбуваються в результаті природного зносу ізоляції, порушення її механічної міцності при терміні роботи вище 15 років. Ізоляція руйнується також при тривалих перевантаженнях трансформатора, супроводжуваних перегрівом обмоток (близько 105 °С).

При експлуатації можуть спостерігатися потріскування всередині трансформатора, що свідчать про те, що між обмотками або їх відгалуженнями і корпусом відбуваються розряди (обмотки і металеві частини магнітопроводів в трансформаторах є обкладання конденсатора). Це явище виникає в результаті замикань обмоток або відгалужень на корпус трансформатора при перенапруги або обриві мережі заземлення. В цьому випадку трансформатор повинен бути негайно відключений, після чого газ необхідно перевірити на горючість і відібрати пробу газу для проведення хімічного аналізу.

Основні несправності висновків трансформаторів: тріщини, відколи й руйнування ізоляторів в результаті атмосферних перенапруг, накинув металевих предметів або попадання тварин на трансформатор, що призводить до міжфазного короткого замикання на виводах, забруднення ізоляторів, неякісна армування і ущільнення, зрив різьби стержня при неправильному нагвинчуванні і затягуванні гайки. Найбільш характерні пошкодження виводів – витік масла між фланцем виводів і кришкою, в армування або в місці виходу

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 76   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

стержня. Фланець представляє собою чавунну обойму і призначений для кріплення фарфорового виведення (ізолятора) на кришці трансформатора, фарфоровий ізолятор армований у фланці армованою замазкою, фланець закріплюється на кришці трансформатора болтами. Між фланцем і кришкою щільно покладена гумова прокладка, на яку слід звернути увагу при ремонті.

Порушення міцності зварних швів і недостатня щільність прокладки між баком і кришкою викликає витік масла з бака. Таке пошкодження усувають зварюванням, а невеликі волосяні тріщини ліквідують карбуванням. Матеріалом для покришечного ущільнення служить маслостійка гума (марок С-90 і М-14) і пробкова прокладка; в окремих випадках застосовують картон неелектричний, бавовняну або конопляну мотузку, азбестовий шнур. Прокладка з листового матеріалу (клінгеріта, гуми і коркового листа) складається з окремих частин, які з'єднані клеєм або лаком.

Правила техніки безпеки під час роботи на електроустановках в обсязі третьої кваліфікаційної групи

Існує 5 кваліфікаційних груп з електробезпеки, вимоги до присвоєння яких визначено у Правилах безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Комітету по нагляду за охороною праці Міністерства праці та соціальної політики України від 09.01.1998 № 4 та Правилах технічної експлуатації електроустановок споживачів. Працівники, котрі обслуговують електроустановки, зобов'язані знати ПБЕЕС відповідно до займаної посади чи роботи, яку вони виконують, і мати відповідну групу з електробезпеки. Для присвоєння чергової групи з електробезпеки необхідно мати мінімальний стаж роботи в електроустановках з попередньою групою.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 77   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

#### 4.4 Присвоєння третьої групи з електробезпеки

Для присвоєння III групи з електробезпеки електротехнічні працівники, адміністративно-технічні, інспектувальні, чергові, ремонтні та оперативно-ремонтні працівники повинні мати мінімальний стаж роботи в електроустановках з попередньою групою (тобто II групою): з вищою технічною чи спеціальною електротехнічною середньою освітою – не менше одного місяця; які закінчили спеціалізовані ПТУ та без спеціальної освіти – не менше 2-х місяців. Для практикантів університетів і коледжів такий стаж для присвоєння 3 групи з електробезпеки має становити не менше 3-х місяців, а для практикантів профтехучилищ – 6 місяців. Топ-3 статті з Довідника Інструкція з охорони праці для працівника офісу Як проводити інструктажі з охорони праці — вступний та первинний Аптечка на підприємстві: як укомплектувати та зберігати III кваліфікаційна група допуску з електробезпеки присвоюється працівникам, які: уміють чітко усвідомлювати небезпеку, пов'язану з роботою в електроустановках; знають і уміють застосувати на практиці правила безпеки в обсязі, потрібному для роботи, яка виконується; знають будову і улаштування електроустановок; уміють практично надавати до медичну допомогу потерпілим у разі нещасних випадків, зокрема застосовувати способи штучного дихання і зовнішнього масажу серця. Положеннями пункту 2.2.3 ПБЕЕС встановлено, що оперативні працівники, які обслуговують електроустановки одноосібно, та ті старші в зміні чи бригаді оперативні працівники, за якими закріплені електроустановки, повинні мати 4 групу з електробезпеки в електроустановках напругою понад 1000 В і 3 групу з електробезпеки – в електроустановках напругою до 1000 В. Таким чином, працівники, які обслуговують електроустановки напругою до 1000 В, повинні мати третю групу з електробезпеки, пройшовши при цьому навчання і перевірку знань, згідно з вимогами п. 2.1.1 ПБЕЕС. Працівнику, який пройшов перевірку знань ПБЕЕС,

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 78   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

видається посвідчення з електробезпеки, встановленої додатком 2 до ПБЕЕС форми, яке він зобов'язаний мати при собі під час роботи. Посвідчення видається комісією з перевірки знань підприємства після перевірки знань і є дійсним тільки після внесення відповідних записів. Воно засвідчує право на самостійну роботу в електроустановках на зазначеній посаді за фахом. Під час виконання службових обов'язків працівник повинен мати з собою посвідчення. За його відсутності або за наявності посвідчення з простроченими термінами перевірки знань працівник до роботи не допускається. Посвідчення про перевірку знань підлягає заміні у випадку зміни посади або за відсутності місця для записів

Особи, що належать до цієї групи, повинні: знати будову електричних установок та вміти їх обслуговувати; мати уявлення про небезпеку під час обслуговування електричних установок; знати загальні правила безпеки, правила допуску до роботи в електричних установках, напругою до 1000 В, спеціальні правила безпеки з тих видів робіт, які входять до кола обов'язків цієї особи; вміти здійснювати нагляд за тими, хто працює з електроустановками, та надавати першу допомогу.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 79   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

## ВИСНОВКИ

В ході виконання бакалаврської роботи було розраховано схему електричної мережі для споживання 7 потужних споживачів. Додатково було перевірено дану схему в умовах мінімального режиму навантаження та аварійного, при умовного обриву потужної ділянки кільцевої лінії. Подальший аналіз та перевірка проводів на нагрів показав, що така схема може працювати у аварійному режимі. Додатково було обрано ступені РПН на трансформаторах для корегування величини напруги на низькій стороні трансформатора. В деяких випадках обчислена ступінь регулювання була більша за реальну ( $\pm 2$  або  $\pm 6$ ), тому бралось максимально кінцеве значення.

Виконано перевірку трансформатора на перевантаження згідно добового графіка навантаження. Для даної схеми було розраховано струми короткого замикання в розрахункових точках на стороні високої та низької напруги підстанції, за якими в подальшому проводилася перевірка та вибір обладнання. За розрахованим робочим струмом обрано високовольтне устаткування та струмопровідні частини. Всі значення обиралися за допомогою довідників та відповідають вимогам вибору. Було виконано вибір шин для напруги 220 кВ та 10 кВ, яка виконується алюмінієвими проводами та жилами відповідно. Головною умовою була перевірка на відповідність умови, та щоб переріз шин не був меншим перерізу ліній, які живлять підстанцію. Додатково для контролю та обліку електроенергії на підстанції встановлені контрольно-вимірювальні прилади у відповідності із нормативними документами.

Наступним етапом було розглянуто релейний захист ділянки мережі від короткого замикання на лінії, а саме розрахунок уставки захисту ПЛ-10кВ обмоток реле.

Крім того, в даній роботі винесено питання про електричну мережу, обов'язки енергетика та способи визначення й усунення типових несправностей силових трансформаторів і електродвигунів.

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
|       |      |          |        |      |                    | 80   |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |



## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков –Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.

2. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» для студентів спеціальності 6.05070103 «Електротехнічні системи електроспоживання» усіх форм навчання / Укладачі: Д.В. Муриков, І.Л. Лебединський, П.О. Василега, С.М. Лебеда. – Суми: Вид-во СумДУ, 2017. – 34 с.

3. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі:І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.

4. Василега П. О. Електропостачання : підручник / П. О. Василега. – Суми : Сумський державний університет, 2019. – 521 с. ISBN 978-966-657-743-9.

5. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – 5-те видання, перероблене й доповнене. – Київ : Форт, 2014. – 793 с.

6. Методичні вказівки до виконання курсового проекту “Понижувальна підстанція 35/110 кВ” з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій (для студентів 3, 4 курсів денної та 4 курсу заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології” зі спеціальності “Електротехнічні системи електроспоживання”) / Харк. нац. ун-

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 81   |

т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: В. Г. Воропай, В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, В. В. Скопенко. – Х.: ХНУМГ, 2014. - 92 с.

7. Электричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.

8. Ефанов, А.В. Проектирование подстанции: учебное пособие для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» / А.В. Ефанов. – Ставрополь: АГРУС, 2014.-70 с.

9. Зорін В. В. Электричні мережі та системи : навч. посіб. / В. В. Зорін, Є. А. Штогрин, Р. О. Буйний. – Ніжин : Аспект-Поліграф, 2011. – 224 с.

10. С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. Справочный материалы для курсового и дипломного проектирования (часть 1): Учебное электронное текстовое издание/Подготовлено кафедрой «Физическая и коллоидная химия». – Екатеринбург, 2005. – 52 с.

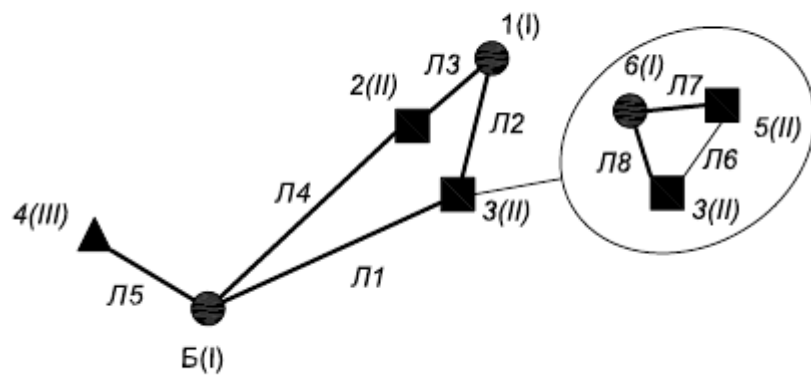
11. Самонесущие изолированные провода. Издание пятое <https://www.el-com.ru/upload/iblock/35a/35ad810a1556a3cdc59ddcfb4214b358.pdf>

12. Реклоузер вакуумный [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [www.recproject.com](http://www.recproject.com).

|       |      |          |        |      |                    |      |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|       |      |          |        |      | БР 6.050701.464 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 82   |

## ДОДАТОК А

### Схема заміщення мережі А



|       |      |          |        |      |
|-------|------|----------|--------|------|
|       |      |          |        |      |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |

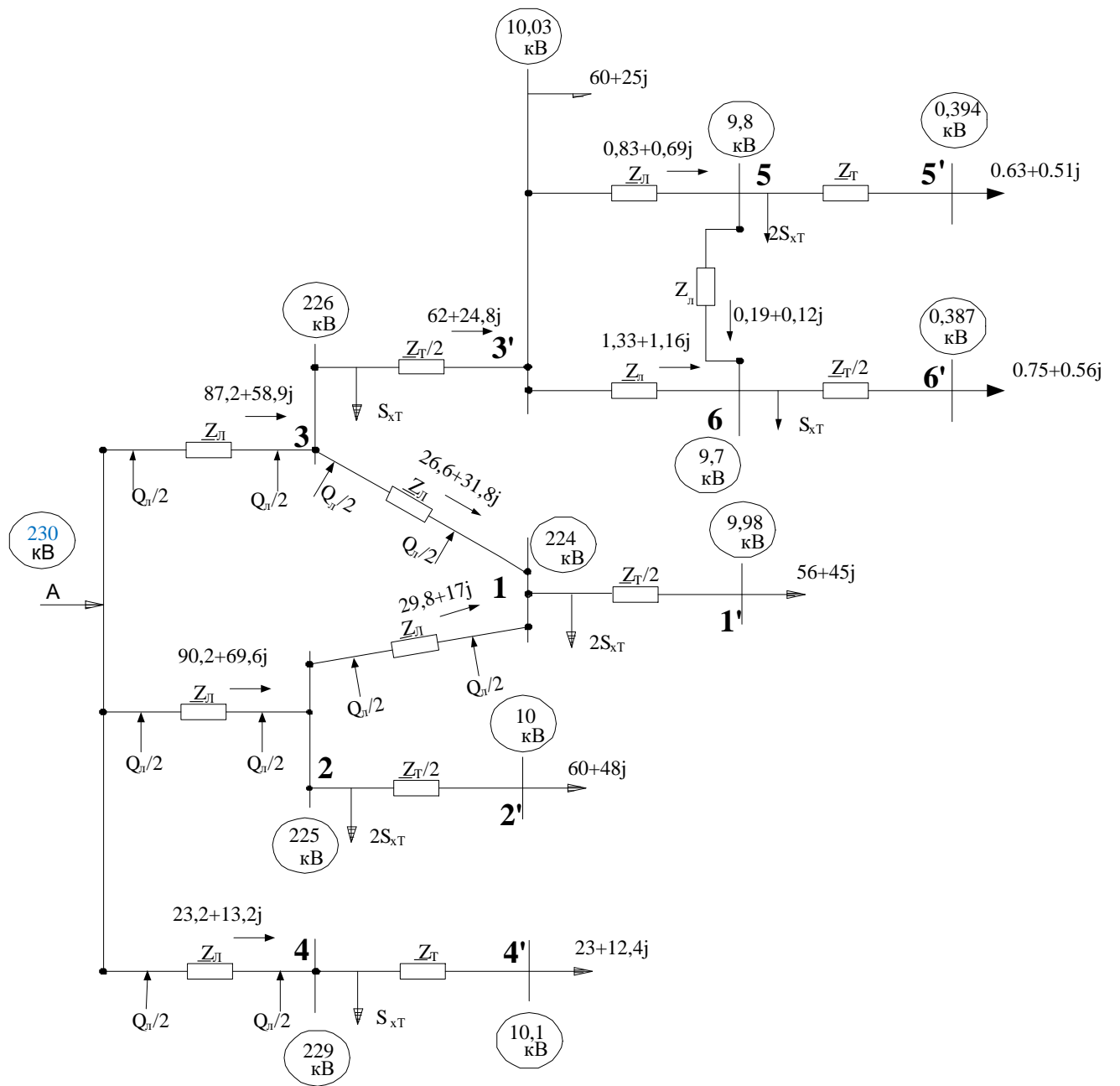
БР 6.050701.464 ПЗ

Арк.

83

## ДОДАТОК Б

### Схема заміщення мережі А в режимі максимального навантаження



|       |      |          |        |      |
|-------|------|----------|--------|------|
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |
|       |      |          |        |      |

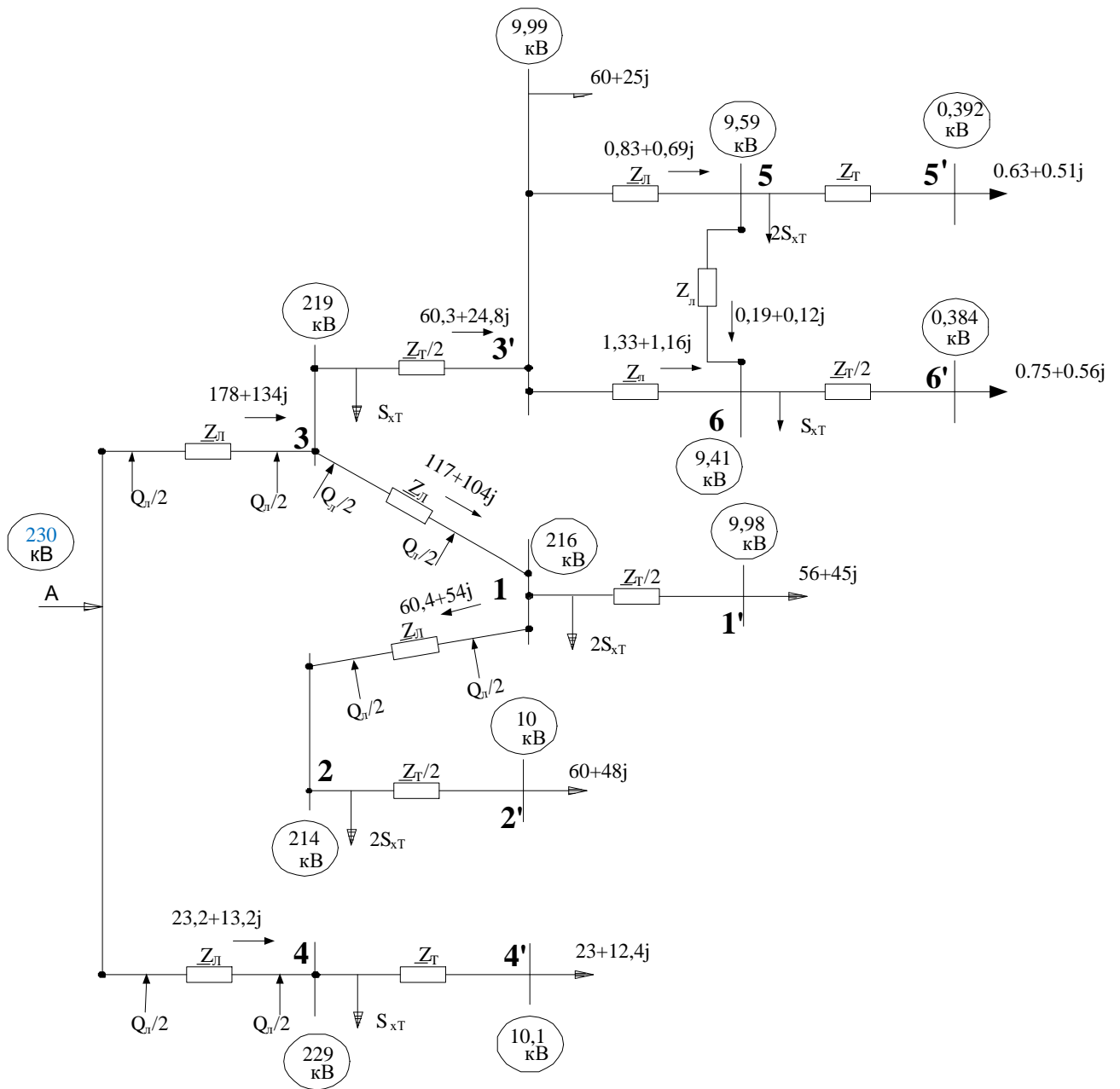
БР 6.050701.464 ПЗ

Арк.

84

## ДОДАТОК В

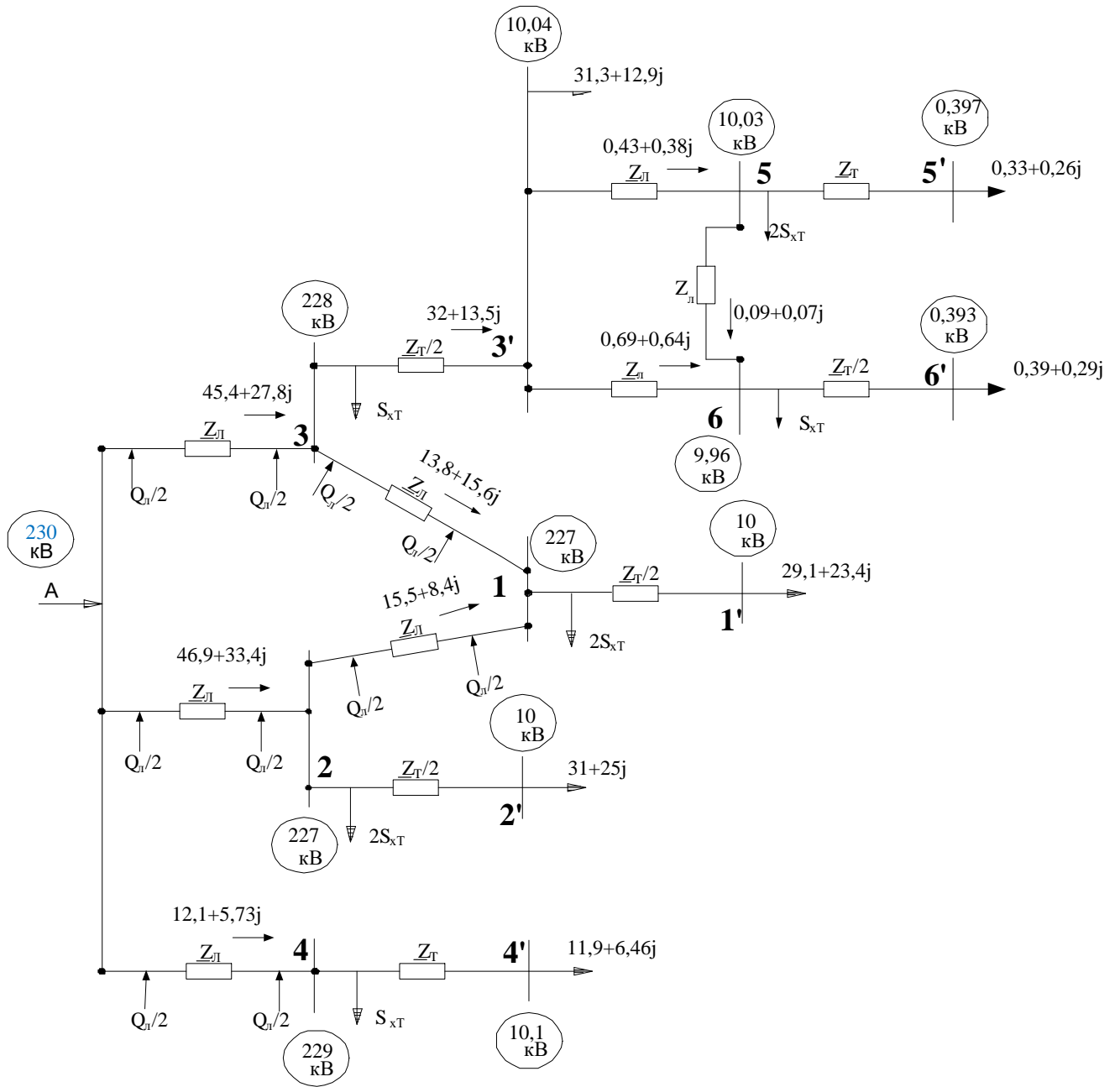
### Схема заміщення мережі А в аварійному режимі



|       |      |          |        |      |                           |      |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|------|
|       |      |          |        |      | <b>БР 6.050701.464 ПЗ</b> | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                           | 85   |

## ДОДАТОК Г

### Схема заміщення мережі А в мінімальному режимі



|       |      |          |        |      |
|-------|------|----------|--------|------|
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |
|       |      |          |        |      |

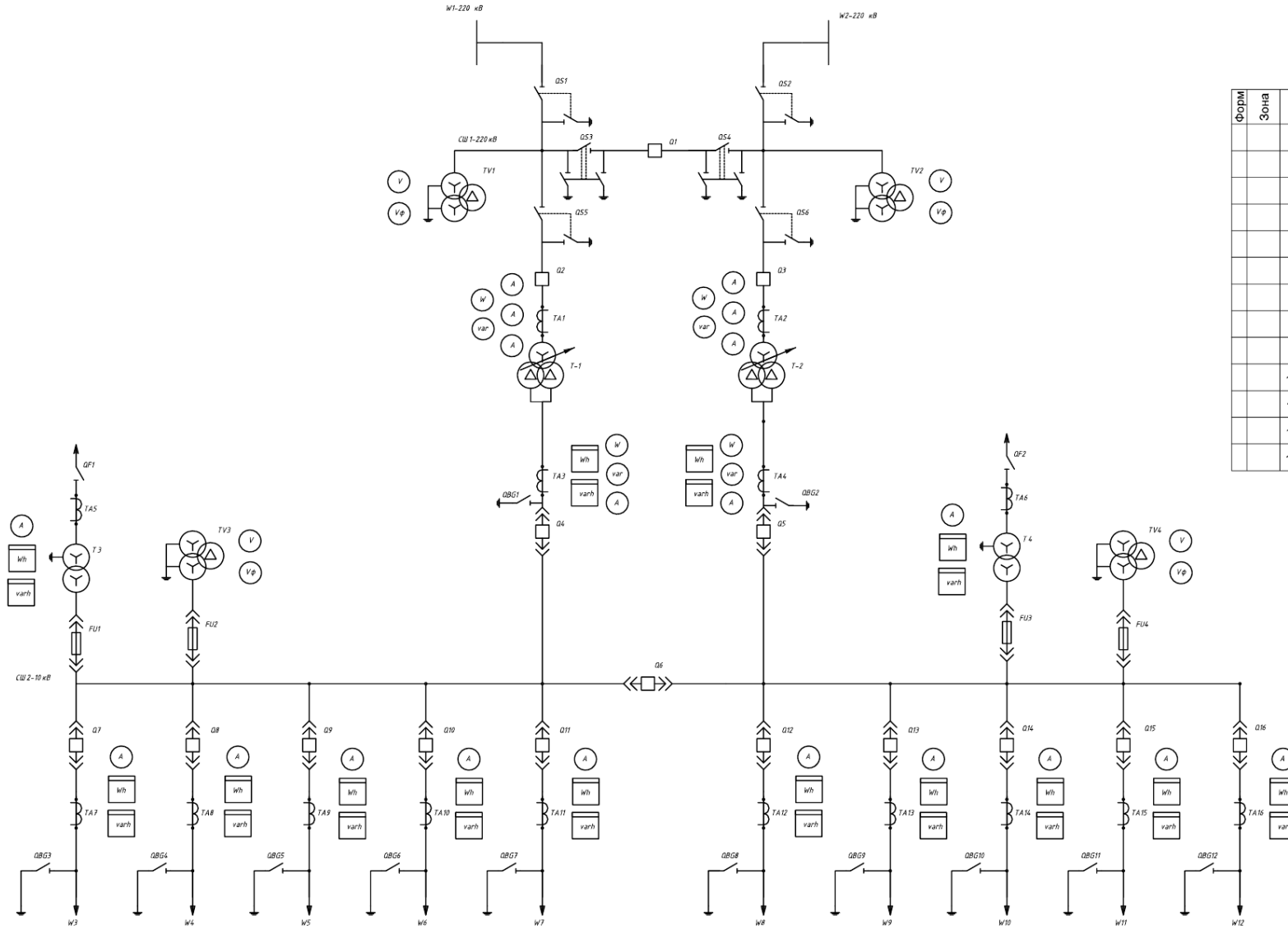
БР 6.050701.464 ПЗ

Арк.

86

Перелік апаратів

| Форм | Зона | Поз | Позначення   | Найменування                             | к-ть | Прим |
|------|------|-----|--------------|--|------|------|
|      |      | 1   | T1,T2        | Трансформатор силовий<br>ТРДЦН-63000/220 | 2    |      |
|      |      | 2   | Q1...Q3      | Вимикач<br>ЯЕ - 220Л - 11(21)У4          | 3    |      |
|      |      | 3   | Q4,Q5        | Вимикач<br>ВВОА-15-140/12500У3           | 2    |      |
|      |      | 4   | Q6           | Вимикач<br>ВЕ-10-40/3150У3               | 1    |      |
|      |      | 5   | Q7...Q16     | Вимикач<br>ВЕ-10-40/1600У3               | 10   |      |
|      |      | 6   | QS1...QS6    | Роз'єднувач зовн.<br>РНДЗ-1-220/630 Т1   | 6    |      |
|      |      | 7   | TA1,TA2      | Трансформатор струму<br>ТФ3М220Б-III     | 5    |      |
|      |      | 8   | TV1, TV2     | Трансформатор напруги<br>НКФ-220-58У1    | 2    |      |
|      |      | 9   | QSG1...QSG12 | Заземлювач<br>однополюсний               | 12   |      |
|      |      | 10  | TA3, TA4     | Трансформатор струму<br>ТШВ-15           | 3    |      |
|      |      | 11  | TA5 ... TA18 | Трансформатор струму<br>ТОЛ-10           | 12   |      |
|      |      | 12  | T3, T4       | Трансформатор власних<br>потреб ТМ-63/10 | 2    |      |
|      |      | 13  | TV3,TV4      | Трансформатор напруги<br>НОМ-10-66У2     | 2    |      |



|                      |               |               |        |         |
|----------------------|---------------|---------------|--------|---------|
| Зм. Арк. № докум.    | Підпис і дата | Лист          | Арк    | Масштаб |
| Розроб. Рябенко      |               |               |        | 1:1     |
| Перевір. Васильєва   |               | Лист          | Листів |         |
| Затверд. Леbedinskyi |               | СумДУ ЕТ - 71 |        |         |

Схема заміщення  
понижувальної підстанції  
ПС - 220/10 кВ