

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
"КОСТРОМСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ"

Электроэнергетический факультет очной формы обучения
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Профиль Электроснабжение

Кафедра электроснабжения и эксплуатации электрооборудования

КУРСОВАЯ РАБОТА

по дисциплине «**Электроснабжение**»
на тему: «**Электроснабжение населённого пункта**»

Выполнил: студент 734 группы

Лебедев Алексей Романович

Руководитель: Попов. В.Н., кандидат технических наук, доцент

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
"КОСТРОМСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ"

Электроэнергетический факультет

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Профиль Электроснабжение

Кафедра электроснабжения и эксплуатации электрооборудования

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к курсовой работе по дисциплине «Электроснабжение»

на тему:

«Электроснабжение населённого пункта»

Автор работы _____ 04.06.2020 _____ А.Р. Лебедев
Подпись

Группа 734

Руководитель работы _____ 04.06.2020 _____ В.Н. Попов
Подпись

Работа защищена _____
Дата *Оценка прописью*

Караваяево 2020

Календарный график выполнения курсовой работы

| Неделя | Раздел |
|-----------|---|
| 1 неделя | |
| 2 неделя | |
| 3 неделя | Получение задания на курсовую работу |
| 4 неделя | |
| 5 неделя | |
| 6 неделя | Выбор и анализ исходных данных |
| 7 неделя | Определение расчётной мощности на вводах потребителей |
| 8 неделя | Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение их места установки |
| 9 неделя | Построение схем электроснабжения и расчёт нагрузок по участкам сети 0,38 кВ |
| 10 неделя | Выбор мощности и количества трансформаторов |
| 11 неделя | Выбор сечений проводников линий электропередачи 0,38 кВ |
| 12 неделя | Определение отклонения напряжения у потребителей |
| 13 неделя | Расчёт токов короткого замыкания |
| 14 неделя | Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ |
| 15 неделя | Оформление и защита КР |

Исходные данные на проектирование
Таблица 1 – Координаты расположения потребителя

| № (номер строения) | Координата х, у.е.д. | Координата у, у.е.д. | Код | Наименование | Категория по надёжности электроснабжения |
|--------------------|----------------------|----------------------|-----|--|--|
| 01 | 3 | 3 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 02 | 4 | 3 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 03 | 5 | 3 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 04 | 6 | 3 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 05 | 7 | 3 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 06 | 8 | 3 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 07 | 9 | 3 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 08 | 10 | 3 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 09 | 11 | 3 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 10 | 12 | 3 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 11 | 5 | 5 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 12 | 6 | 5 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 13 | 7 | 5 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 14 | 8 | 5 | 606 | Одноквартирные дома | III |
| 15 | 9 | 5 | 606 | Четырёхквартирные | III |
| 16 | 10 | 5 | 606 | Четырёхквартирные | III |
| 17 | 12 | 5 | 606 | Четырёхквартирные | III |
| 18 | 13 | 5 | 606 | Четырёхквартирные | III |
| 19 | 14 | 5 | 606 | Двадцатиквартирные | III |
| 20 | 16 | 5 | 606 | Двадцатиквартирные | III |
| 21 | 15 | 3 | 311 | Зернохранилище вместимостью 500 т с передвижными механизмами | III |
| 22 | 16 | 3 | 565 | Прачечная производительностью 1 т в смену | III |
| 23 | 18 | 3 | 314 | Овощехранилище на 300...600 т. | III |
| 24 | 1 | 6 | 560 | Баня на 10 мест | III |
| 25 | 2 | 6 | 539 | Столовая на 75...100 мест | III |
| 26 | 3 | 6 | 525 | Клуб со зрительным залом на 150...200 мест | III |
| 27 | 4 | 6 | 518 | Административное здание на 15...25 рабочих мест | III |
| 28 | 2 | 9 | 512 | Детские ясли-сад на 25 мест | III |
| 29 | 8 | 8 | 500 | Начальная школа на 40 учащихся | III |
| 30 | 6 | 9 | 550 | Магазин смещенного ассортимента на два рабочих места | III |

| | | | | | | | | |
|-----------|------|--------------|---------|------|--|---------------------------|------|--------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Лебедев А.Р. | | | Исходные данные на проектирование | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Попов В.Н. | | | | | 5 | 45 |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

Таблица 2 – Вечерние и дневные максимумы мощностей потребителей

| № (номер строения) | Рмд, кВт | Qмд, квар | Рмв, кВт | Qмв, квар |
|--------------------|----------|-----------|----------|-----------|
| 01 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 02 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 03 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 04 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 05 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 06 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 07 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 08 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 09 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 10 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 11 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 12 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 13 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 14 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 |
| 15 | 4,18 | 2,46 | 9,54 | 4,6 |
| 16 | 4,18 | 2,46 | 9,54 | 4,6 |
| 17 | 4,18 | 2,46 | 9,54 | 4,6 |
| 18 | 4,18 | 2,46 | 9,54 | 4,6 |
| 19 | 14,06 | 8,28 | 30,6 | 14,76 |
| 20 | 14,06 | 8,28 | 30,6 | 14,76 |
| 21 | 10 | 10 | 5 | 5 |
| 22 | 25 | 15 | 25 | 15 |
| 23 | 5 | 3 | 2 | - |
| 24 | 7 | 2 | 7 | 2 |
| 25 | 12 | 6 | 4 | - |
| 26 | 3 | 1,5 | 10 | 6 |
| 27 | 15 | 10 | 8 | - |
| 28 | 4 | - | 3 | - |
| 29 | 5 | - | 2 | - |
| 30 | 2 | - | 4 | - |

Таблица 3 – Удельные нагрузки уличного освещения

| Код | Вид дороги | Ширина, м | Удельная мощность ламп, Вт/м | Условная единица длины, м |
|-----|---|-----------|------------------------------|---------------------------|
| 706 | Поселковая с асфальтобетонным покрытием | 9...12 | 4,5 | 40...50 |

Аннотация на курсовую работу

Целью курсовой работы является закрепление теоретических сведений, необходимых для проектирования и эксплуатации электрических сетей 10 кВ и 0,38 кВ.

В работе содержится 7 рисунка, 15 таблиц, 1 лист А1, страниц 45. Лист А1 содержит план размещения зданий и сооружений в масштабе с нанесением дорог, инженерных сооружений, диаграммы отклонения напряжения.

При расчете курсовой работы были использованы:

- 1) Текстовый редактор Microsoft Office Word 2013;
- 2) Графический редактор CorelDRAW X7;
- 3) Математический пакет MathCAD.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 7 |

Содержание

| | |
|---|----|
| 1. Введение | 9 |
| 2. Определение расчётной мощности на вводах потребителей | 10 |
| 3. Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение их места установки | 12 |
| 4. Построение схем электроснабжения и расчёт нагрузок по участкам сети 0,38 кВ | 15 |
| 5. Выбор мощности и количества трансформаторов | 21 |
| 6. Выбор сечений проводников линий электропередачи 0,38 кВ | 23 |
| 7. Расчет потерь напряжения на участках сети..... | 25 |
| 8. Определение отклонения напряжения у потребителей | 27 |
| 9. Проверка сети на запуск самого мощного электродвигателя | 30 |
| 10.Расчёт токов короткого замыкания | 33 |
| 11.Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ | 39 |
| 12.Заключение | 44 |
| 13.Литературные источники | 45 |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 8 |

1. Введение

Электроснабжение, служит для обеспечения электроэнергией всех отраслей хозяйства: промышленности, сельского хозяйства, транспорта, городского хозяйства и т. д. В систему электроснабжения входят источники питания, повышающие и понижающие подстанции электрические, питающие распределительные электрические сети, различные вспомогательные устройства и сооружения.

Целью курсовой работы является закрепление теоретических сведений, необходимых для проектирования и эксплуатации электрических сетей 10 кВ и 0,38 кВ.

Работа состоит из восьми частей: определение расчётной мощности на вводах потребителей, выбор количества ТП, построение схем электроснабжения и расчет нагрузок по участкам, выбор трансформаторов, выбор сечений проводников, определение отклонения у потребителей, расчет токов короткого замыкания и выбор защитной аппаратуры.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|------------------------|---------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>КР.41.703.01.ПЗ</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Лебедев А.Р.</i> | | | <i>Введение</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Провер.</i> | | <i>Попов В.Н.</i> | | | | | 9 | 45 |
| <i>Реценз.</i> | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| <i>Н. Контр.</i> | | | | | | | | |
| <i>Утверд.</i> | | | | | | | | |

2. Определение расчётной мощности на вводах потребителей

За расчётные мощности на вводах производственных, бытовых и коммунально-бытовых потребителей принимаются наибольшие дневные или вечерние получасовые максимумы. Результаты расчёта мощности сводятся в таблицу 4, в этой же таблице указывается категория потребителей по надёжности электроснабжения.

Таблица 4 – Расчётные мощности на вводах потребителей

| № потребителя | Рмд, кВт | Qмд, квар | Рмв, кВт | Qмв, квар | Категория по надёжности электроснабжения |
|---------------|----------|-----------|----------|-----------|--|
| 01 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 02 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 03 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 04 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 05 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 06 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 07 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 08 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 09 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 10 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 11 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 12 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 13 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 14 | 1,3 | 0,52 | 3,5 | 1,17 | III |
| 15 | 4,18 | 2,46 | 9,54 | 4,6 | III |
| 16 | 4,18 | 2,46 | 9,54 | 4,6 | III |
| 17 | 4,18 | 2,46 | 9,54 | 4,6 | III |
| 18 | 4,18 | 2,46 | 9,54 | 4,6 | III |
| 19 | 14,06 | 8,28 | 30,6 | 14,76 | III |
| 20 | 14,06 | 8,28 | 30,6 | 14,76 | III |
| 21 | 10 | 10 | 5 | 5 | III |
| 22 | 25 | 15 | 25 | 15 | III |
| 23 | 5 | 3 | 2 | - | III |
| 24 | 7 | 2 | 7 | 2 | III |
| 25 | 12 | 6 | 4 | - | III |
| 26 | 3 | 1,5 | 10 | 6 | III |
| 27 | 15 | 10 | 8 | - | III |
| 28 | 4 | - | 3 | - | III |
| 29 | 5 | - | 2 | - | III |
| 30 | 2 | - | 4 | - | III |

| | | | | | | | |
|--|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Лебедев А.Р. | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Провер.</i> | | Попов В.Н. | | | | 10 | 45 |
| <i>Реценз.</i> | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| <i>Н. Контр.</i> | | | | | | | |
| <i>Утверд.</i> | | | | | | | |
| Определение расчётной мощности на вводах потребителей | | | | | | | |

Расчетные активные вечерние и дневные нагрузки многоквартирных домов определяются с учетом коэффициентов одновременности:

$$P_i = k_0 n P_{iM} ,$$

где k_0 – коэффициент одновременности;

n – число квартир в доме;

P_{iM} – дневной либо вечерний максимум нагрузки.

Расчет четырёхквартирного дома:

$$P_{15д} = 0,55 \cdot 4 \cdot 1,9 = 4,18 \text{ кВт}$$

$$P_{15в} = 0,53 \cdot 4 \cdot 4,5 = 9,54 \text{ кВт}$$

Расчет двадцатиквартирного дома:

$$P_{19д} = 0,37 \cdot 20 \cdot 1,9 = 14,06 \text{ кВт}$$

$$P_{19в} = 0,34 \cdot 20 \cdot 4,5 = 30,6 \text{ кВт}$$

Расчетные реактивные вечерние и дневные нагрузки многоквартирных домов определяются с учетом коэффициентов одновременности:

$$Q_i = k_0 n Q_{iM} ,$$

где k_0 – коэффициент одновременности;

n – число квартир в доме;

Q_{iM} – дневной либо вечерний максимум нагрузки.

Расчет четырёхквартирного дома:

$$Q_{15д} = 0,55 \cdot 4 \cdot 1,12 = 2,46 \text{ квар}$$

$$Q_{15в} = 0,53 \cdot 4 \cdot 2,17 = 4,6 \text{ квар}$$

Расчет двадцатиквартирного дома:

$$Q_{19д} = 0,37 \cdot 20 \cdot 1,12 = 8,28 \text{ квар}$$

$$Q_{19в} = 0,34 \cdot 20 \cdot 2,17 = 14,76 \text{ квар}$$

3. Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение их места установки

Для определения места положения ТП в центре тяжести нагрузок ее

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i},$$

координаты вычисляют по формулам:

где x_i и y_i – координаты каждого потребителя;

P_i – расчетная нагрузка потребителя.

Так как нагрузка комбинированная, поставим два трансформаторных пункта. Один будет питать производственных потребителей, а второй бытовых потребителей.

Определяем координаты ТП1:

Дневной максимум нагрузки:

$$X_d = \frac{1,3 \cdot (3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12 + 5 + 6 + 7 + 8) + 4,18 \cdot (9 + 10)}{1,3 \cdot 14 + 4,18 \cdot 4 + 14,06 \cdot 2 + 10 + 25 + 5} +$$

$$+ \frac{4,18 \cdot (12 + 13) + 14,06 \cdot (14 + 16) + 10 \cdot 15 + 25 \cdot 16 + 5 \cdot 18}{1,3 \cdot 14 + 4,18 \cdot 4 + 14,06 \cdot 2 + 10 + 25 + 5} = \frac{1377,02}{100,44} = 13,7$$

$$Y_d = \frac{1,3 \cdot (3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 5 + 5 + 5 + 5) + 4,18 \cdot (5 + 5 + 5 + 5)}{1,3 \cdot 14 + 4,18 \cdot 4 + 14,06 \cdot 2 + 10 + 25 + 5} +$$

$$+ \frac{14,06 \cdot (5 + 5) + 10 \cdot 3 + 25 \cdot 3 + 5 \cdot 3}{1,3 \cdot 14 + 4,18 \cdot 4 + 14,06 \cdot 2 + 10 + 25 + 5} = \frac{409,2}{100,44} = 4,1$$

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|---------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Лебедев А.Р. | | | Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение их места установки | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Попов В.Н. | | | | | 12 | 45 |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

Вечерний максимум нагрузки:

$$X_B = \frac{3,5 \cdot (3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12 + 5 + 6 + 7 + 8) + 9,54 \cdot (9 + 10)}{3,5 \cdot 14 + 9,54 \cdot 4 + 30,6 \cdot 2 + 5 + 25 + 2} +$$

$$+ \frac{9,54 \cdot (12 + 13) + 30,6 \cdot (14 + 16) + 5 \cdot 15 + 25 \cdot 16 + 2 \cdot 18}{3,5 \cdot 14 + 9,54 \cdot 4 + 30,6 \cdot 2 + 5 + 25 + 2} = \frac{2202,26}{180,36} = 12,21$$

$$Y_B = \frac{3,5 \cdot (3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 5 + 5 + 5 + 5) + 9,54 \cdot (5 + 5 + 5 + 5)}{3,5 \cdot 14 + 9,54 \cdot 4 + 30,6 \cdot 2 + 5 + 25 + 2} +$$

$$+ \frac{30,6 \cdot (5 + 5) + 5 \cdot 3 + 25 \cdot 3 + 2 \cdot 3}{3,5 \cdot 14 + 9,54 \cdot 4 + 30,6 \cdot 2 + 5 + 25 + 2} = \frac{797,8}{180,36} = 4,25$$

$$X = \frac{X_D + X_B}{2} = \frac{13,7 + 12,21}{2} = 12,955$$

$$Y = \frac{Y_D + Y_B}{2} = \frac{4,1 + 4,25}{2} = 4,175$$

Определяем координаты ТП2:

Дневной максимум нагрузки:

$$X_D = \frac{7 \cdot 1 + 12 \cdot 2 + 3 \cdot 3 + 15 \cdot 4 + 4 \cdot 2 + 5 \cdot 8 + 2 \cdot 6}{7 + 12 + 3 + 15 + 4 + 5 + 2} = \frac{160}{48} = 3,3$$

$$Y_D = \frac{7 \cdot 6 + 12 \cdot 6 + 3 \cdot 6 + 15 \cdot 6 + 4 \cdot 9 + 5 \cdot 8 + 2 \cdot 9}{7 + 12 + 3 + 15 + 4 + 5 + 2} = \frac{316}{48} = 6,6$$

Вечерний максимум нагрузки:

$$X_B = \frac{7 \cdot 1 + 4 \cdot 2 + 10 \cdot 3 + 8 \cdot 4 + 3 \cdot 2 + 2 \cdot 8 + 4 \cdot 6}{7 + 4 + 10 + 8 + 3 + 2 + 4} = \frac{123}{38} = 3,24$$

$$Y_B = \frac{7 \cdot 6 + 4 \cdot 6 + 10 \cdot 6 + 8 \cdot 6 + 3 \cdot 9 + 2 \cdot 8 + 4 \cdot 9}{7 + 4 + 10 + 8 + 3 + 2 + 4} = \frac{253}{38} = 6,66$$

$$X = \frac{X_D + X_B}{2} = \frac{3,3 + 3,24}{2} = 3,27$$

$$Y = \frac{Y_D + Y_B}{2} = \frac{6,6 + 6,66}{2} = 6,63$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 13 |

Учитывая, что выбор места установки потребительских ТП в сельском населенном пункте зависит от планировки последнего и размещения в нем потребителей электроэнергии, а так же учитывая удобство обслуживания и близость к дорогам и постройкам, уточним координаты ТП. Результаты заносим в таблицу 5.

Таблица 5 – Координаты расположения подстанций

| № ТП | Координаты дневного максимума, у.е.д. | | Координаты вечернего максимума, у.е.д. | | Принятые координаты подстанции, у.е.д. | |
|------|---------------------------------------|-----|--|------|--|-------|
| | х | у | х | у | х | у |
| 1 | 13,7 | 4,1 | 12,21 | 4,25 | 12,955 | 4,175 |
| 2 | 3,3 | 6,6 | 3,24 | 6,66 | 3,27 | 6,63 |

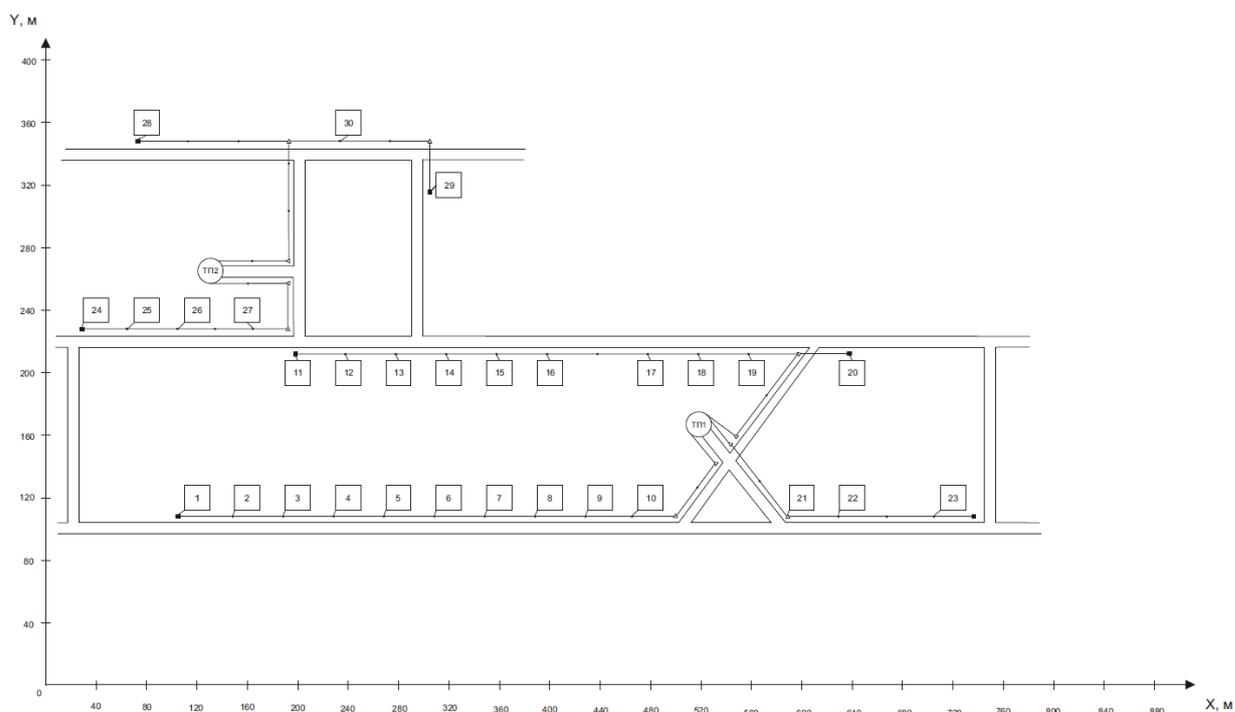


Рисунок 1. Схема расположения потребителей

4. Построение схем электроснабжения и расчёт нагрузок по участкам сети 0,38 кВ

Трассы линий прокладываются вдоль дорог с наименьшим количеством пересечений дорог. Не допускается пересечение линий 0,38 кВ между собой. Причем от ТП должно отходить не более 3-х линий при мощности ТП до 160 кВА, не более 4-х линий при мощности 250 кВА.

Составляем расчетные схемы и рассчитаем мощности на участках линии.

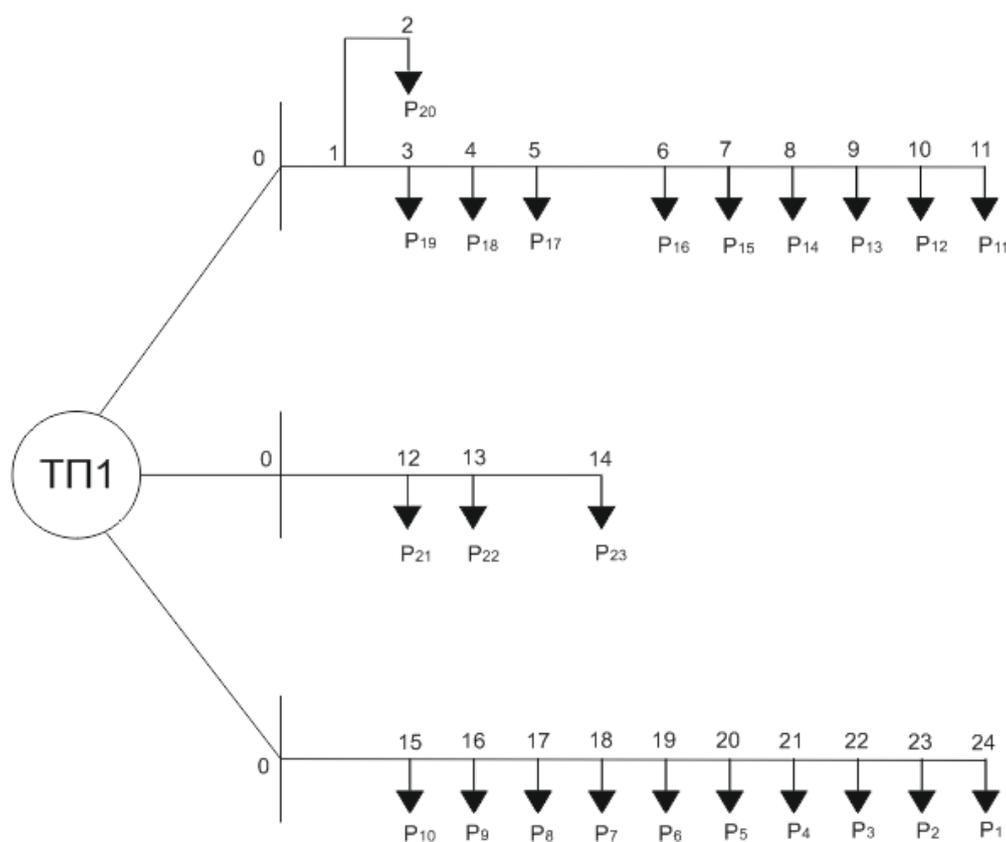


Рисунок 2. Расчетная схема для ТП1

| | | | | | | | | |
|-----------|------|--------------|---------|------|---|---------------------------|------|--------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Лебедев А.Р. | | | Построение схем электроснабжения и расчет нагрузок по участкам сети 0,38 кВ | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Попов В.Н. | | | | | 15 | 45 |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

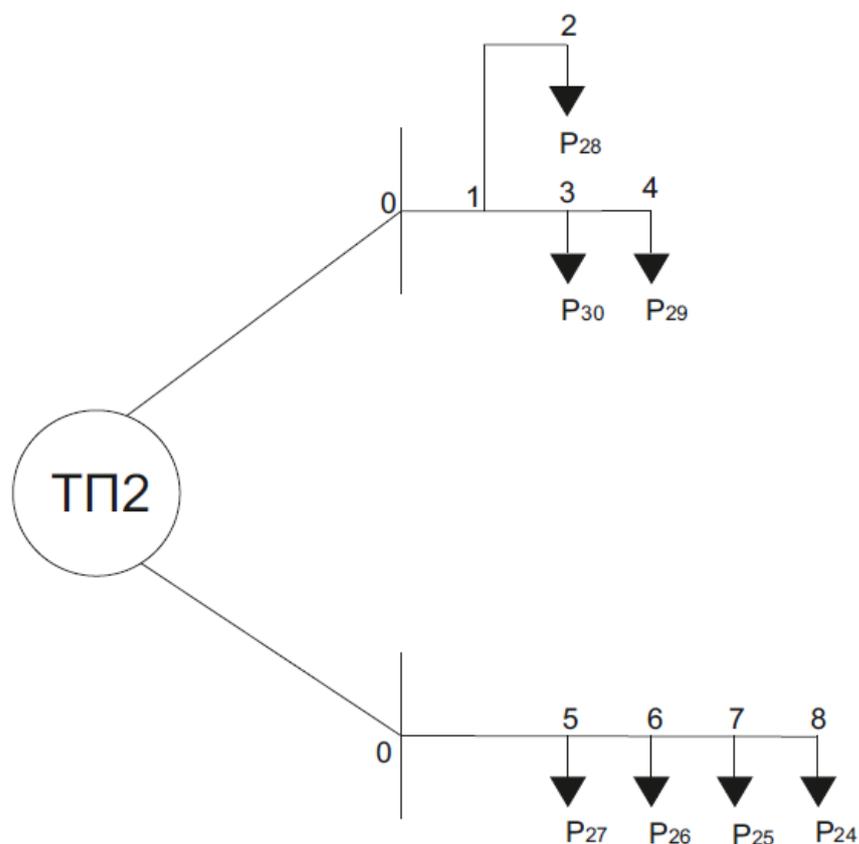


Рисунок 3. Расчетная схема для ТП2

Расчетную мощность участка линии при суммировании с учетом коэффициента одновременности определяют по формулам:

- 1) Если на участках линии присоединённые к ним потребители разнородны или нагрузка на вводах у однородных потребителей различается более чем в 4 раза, то суммирование производят с использованием добавок. Коэффициент добавки равен 0,7.

$$P_{\text{д}} = P_{\text{б}} + k_{\text{дб}} P_{\text{м}}$$

$P_{\text{б}}$ – наибольшая мощность, кВт;

P_M – наименьшая мощность, кВт;

$k_{ДБ}$ – коэффициент добавки;

- 2) Если суммируемые однородные нагрузки отличаются по величине друг от друга менее чем в 4 раза, то расчётные нагрузки необходимо суммировать с учётом коэффициентов одновременности.

$$P_D = k_0 \sum_{i=1}^n P_{Di} \quad P_B = k_0 \sum_{i=1}^n P_{Bi}$$

k_0 – коэффициент одновременности;

P_{Di} – дневная нагрузка потребителя, кВт;

P_{Bi} – вечерняя нагрузка потребителя, кВт;

Пример расчета мощностей:

Участок 17-18 (метод коэффициента одновременности):

Коэффициент одновременности $k_0 = 0,47$.

Активная нагрузка:

$$P_{17-18Д} = k_0(P_{7Д} + P_{18-19Д}) = 0,49(1,3 + 1,5) = 1,37 \text{ кВт}$$

$$P_{17-18В} = k_0(P_{7В} + P_{18-19В}) = 0,49(0,52 + 0,6) = 0,55 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{17-18Д} = k_0(Q_{7Д} + Q_{18-19Д}) = 0,47(3,5 + 3,7) = 3,4 \text{ квар}$$

$$Q_{17-18В} = k_0(Q_{7В} + Q_{18-19В}) = 0,49(1,17 + 1,36) = 1,24 \text{ квар}$$

Полная мощность:

$$S_{4-5Д} = \sqrt{P_{17-18Д}^2 + Q_{17-18Д}^2} = \sqrt{1,37^2 + 3,4^2} = 3,6 \text{ кВА}$$

$$S_{4-5В} = \sqrt{P_{18-19В}^2 + Q_{17-18В}^2} = \sqrt{0,55^2 + 1,24^2} = 1,35 \text{ кВА}$$

Участок 12-13 (метод расчёта по надбавкам):

Активная нагрузка:

$$P_{12-13Д} = P_{22Д} + P_{13-14Д} \cdot k_{ДБ} = 25 + 5 \cdot 0,7 = 28,5 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.41.703.01.ПЗ</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 17 |

$$Q_{12-13Д} = Q_{22Д} + Q_{13-14Д} \cdot k_{ДБ} = 15 + 3 \cdot 0,7 = 17,1 \text{ квар}$$

Полная мощность:

$$S_{12-13Д} = \sqrt{P_{12-13Д}^2 + Q_{12-13Д}^2} = \sqrt{28,5^2 + 17,1^2} = 33,24 \text{ кВА}$$

Аналогично рассчитываем мощности на остальных участках сети и сводим их в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные мощности на участках сети

| № участка | P _д , кВт | Q _д , квар | S _д , кВА | P _в , кВт | Q _в , квар | S _в , кВА | S _{МАКС} , кВА | I _{уч} , А |
|-------------|----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|---------------------|
| ТП1 Линия 1 | | | | | | | | |
| 1-2 | 14,06 | 8,28 | 16,32 | 30,6 | 14,76 | 33,97 | 33,97 | 51,5 |
| 10-11 | 1,3 | 0,52 | 1,4 | 3,5 | 1,17 | 3,7 | 3,7 | 5,6 |
| 9-10 | 1,976 | 0,79 | 2,13 | 5,25 | 1,8 | 5,4 | 5,4 | 8,14 |
| 8-9 | 2,16 | 0,86 | 5,3 | 5,6 | 1,96 | 5,93 | 5,93 | 8,98 |
| 7-8 | 1,9 | 0,759 | 2,0 | 4,8 | 1,72 | 5,09 | 5,09 | 7,72 |
| 6-7 | 3,22 | 1,7 | 3,64 | 7,6 | 3,34 | 8,3 | 8,3 | 12,6 |
| 5-6 | 3,48 | 1,95 | 4,0 | 8,05 | 3,73 | 8,73 | 8,73 | 13,2 |
| 4-5 | 3,6 | 2,07 | 4,15 | 8,3 | 3,9 | 9,17 | 9,17 | 13,9 |
| 3-4 | 3,3 | 1,9 | 3,8 | 7,5 | 3,6 | 8,3 | 8,3 | 12,6 |
| 1-3 | 16,37 | 9,61 | 19,0 | 35,85 | 17,3 | 39,8 | 39,8 | 60,31 |
| 0-1 | 12,8 | 7,5 | 14,83 | 27,9 | 13,5 | 31,0 | 31,0 | 46,96 |
| ТП1 Линия 2 | | | | | | | | |
| 13-14 | 5 | 3 | 5,83 | 2 | 0 | 2 | 5,83 | 8,83 |
| 12-13 | 28,5 | 17,1 | 33,24 | 26,4 | 15 | 30,4 | 33,24 | 50,4 |
| 0-12 | 24,64 | 17,34 | 30,13 | 29,9 | 12,8 | 32,52 | 32,52 | 49,3 |
| ТП1 Линия 3 | | | | | | | | |
| 23-24 | 1,3 | 0,52 | 1,4 | 3,5 | 1,17 | 3,7 | 3,7 | 5,6 |
| 22-23 | 1,976 | 0,79 | 1,5 | 5,25 | 1,78 | 5,54 | 5,54 | 8,4 |
| 21-22 | 2,16 | 0,86 | 2,3 | 5,6 | 1,95 | 5,92 | 5,92 | 9,0 |
| 20-21 | 1,9 | 0,76 | 2,04 | 4,8 | 1,7 | 5,09 | 5,09 | 7,7 |
| 19-20 | 1,76 | 0,7 | 1,9 | 4,4 | 1,6 | 4,7 | 4,7 | 7,1 |
| 18-19 | 1,5 | 0,6 | 1,6 | 3,7 | 1,36 | 3,94 | 3,94 | 5,97 |
| 17-18 | 1,37 | 0,55 | 1,5 | 3,4 | 1,24 | 1,8 | 1,8 | 2,7 |
| 16-17 | 1,17 | 0,47 | 1,3 | 2,9 | 1,06 | 3,1 | 3,1 | 4,7 |
| 15-16 | 1,08 | 0,44 | 1,16 | 2,7 | 0,98 | 2,9 | 2,9 | 4,35 |
| 0-15 | 1,04 | 0,42 | 1,12 | 2,6 | 0,95 | 2,76 | 2,76 | 4,5 |
| ТП2 Линия 1 | | | | | | | | |
| 1-2 | 4 | 0 | 4 | 3 | 0 | 3 | 4 | 6,06 |
| 3-4 | 5 | 0 | 5 | 2 | 0 | 2 | 5 | 7,6 |
| 1-3 | 5,25 | 0 | 5,25 | 4,5 | 0 | 4,5 | 5,25 | 7,95 |
| 0-1 | 5,92 | 0 | 5,92 | 4,8 | 0 | 4,8 | 5,92 | 8,97 |
| ТП2 Линия 2 | | | | | | | | |
| 7-8 | 7 | 2 | 7,3 | 7 | 2 | 7,3 | 7,3 | 11,03 |
| 6-7 | 14,25 | 6,0 | 15,5 | 8,25 | 2 | 8,5 | 15,5 | 23,5 |
| 5-6 | 16,35 | 7,05 | 17,8 | 11,7 | 5,12 | 12,77 | 17,8 | 26,96 |
| 0-5 | 16,6 | 9,0 | 18,9 | 10,4 | 5,12 | 11,6 | 18,9 | 28,63 |

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|

КР.41.703.01.ПЗ

Лист

18

Расчёт уличного освещения

Мощность уличного освещения участвует только в вечернем максимуме нагрузки.

Находим осветительную мощность линии:

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{уд}} \cdot L_{\text{осв}}$$

$P_{\text{осв}}$ – осветительная мощность участка;

$P_{\text{уд}}$ – удельная мощность ламп, Вт/м;

$L_{\text{осв}}$ – длина освещаемого участка.

Находим мощность лампы ДРЛ:

$$P_{\text{л}} = \frac{P_{\text{осв}}}{n}$$

$P_{\text{л}}$ – расчетная мощность лампы;

n – количество опор с освещением на данном участке.

Расчитав мощность лампы, выбираем подходящую из ламп ДРЛ из справочника.

Теперь найдем все мощности ламп линии:

Активная мощность:

$$P'_{\text{осв}} = P_{\text{н}} \cdot n$$

$P_{\text{н}}$ – номинальная мощность выбранной лампы ДРЛ.

Реактивная мощность:

Для ламп ДРЛ реактивная мощность в 2 раза меньше активной [2].

$$Q'_{\text{осв}} = \frac{P'_{\text{осв}}}{2}$$

Полную мощность находим по теореме Пифагора:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P'_{\text{осв}}^2 + Q'_{\text{осв}}^2}$$

Пример расчета для ВЛ1 ТП1:

$P_{\text{уд}} = 4,5$ Вт/м, $L_{\text{осв}1} = 550$ м, $n = 11$.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 19 |

$$P_{\text{осв1}} = 550 \cdot 4,5 = 2475 \text{ Вт.}$$

$$P_{\text{л1}} = 2475/10 = 247,5 \text{ Вт.}$$

Выбираем лампу ДРЛ-250 номинальной мощностью $P_{\text{н}} = 250 \text{ Вт.}$

Теперь находим все мощности ламп:

$$P'_{\text{осв}} = 250 \cdot 10 = 2500 \text{ Вт}$$

$$Q'_{\text{осв}} = \frac{2500}{2} = 1250 \text{ вар}$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{2500^2 + 1250^2} = 2795 \text{ ВА}$$

Аналогично рассчитываем остальные мощности уличного освещения и заносим результаты в таблицу 7:

Таблица 7 – Мощности уличного освещения

| Линия | Длина линии, м | P, кВт | Q, квар | S, кВА | Количество опор | Кол-во светильников | Марка лампы |
|------------|----------------|--------|---------|--------|-----------------|---------------------|-------------|
| ТП1 ВЛ1 | 550 | 2,5 | 1,25 | 2,795 | 14 | 10 | ДРЛ-250 |
| ТП1 ВЛ2 | 245 | 1,6 | 0,8 | 1,789 | 7 | 4 | ДРЛ-400 |
| ТП1 ВЛ3 | 480 | 2,5 | 1,25 | 2,795 | 13 | 10 | ДРЛ-250 |
| ТП2 ВЛ1 | 425 | 2,8 | 1,4 | 3,13 | 12 | 7 | ДРЛ-400 |
| ТП2 ВЛ2 | 260 | 1,25 | 0,625 | 1,398 | 8 | 5 | ДРЛ-250 |

5. Выбор мощности и количества трансформаторов

Расчетные электрические нагрузки на шинах подстанций трансформаторных пунктов определяют путём суммирования расчётных нагрузок отходящих линий.

Найдем суммарную нагрузку на шинах 0,4 кВ, суммируя мощности отходящих линий, в вечернем максимуме помещений учтем уличное освещение в полном объеме.

$$S_{\text{ТП}} = \sum S_{\text{ши}i}$$

$S_{\text{ТП}}$ – мощность ТП, кВа;

$S_{\text{ши}i}$ – мощность на шинах ТП, кВа.

Для ТП 1:

$$S_{\text{ТП1д}} = 14,83 + 30,13 + 1,12 = 46,08 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП1в}} = 31,0 + 32,52 + 2,76 + 7,379 = 73,6 \text{ кВА}$$

Так как ТП 1 питает только потребителей третьей категории, то выбираем один трансформатор, его мощность вбирается из условия:

$$S_{\text{НТ}} \geq S_{\text{Н.МАКС}}$$

$S_{\text{НТ}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$S_{\text{Н.МАКС}}$ – максимальная мощность нагрузки на шинах ТП.

Исходя из этого условия выбираем трансформатор на 100 кВт ТМ-100/10.

Для ТП 2:

$$S_{\text{ТП2д}} = 5,92 + 18,9 = 24,82 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП2в}} = 4,8 + 11,6 + 4,528 = 20,92 \text{ кВА}$$

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|--|---------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>КР.41.703.01.ПЗ</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Лебедев А.Р.</i> | | | Выбор мощности и количества трансформаторов | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Провер.</i> | | <i>Попов В.Н.</i> | | | | | 21 | 45 |
| <i>Реценз.</i> | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| <i>Н. Контр.</i> | | | | | | | | |
| <i>Утверд.</i> | | | | | | | | |

Так как ТП 1 питает только потребителей третьей категории, то выбираем один трансформатор, его мощность выбирается из условия:

$$S_{HT} \geq S_{H.МАКС}$$

Исходя из этого условия выбираем 1 трансформатора на 40 кВт ТМ-40/10.

Результаты занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Данные о трансформаторных пунктах

| № ТП | Тип трансформатора | Количество трансформаторов |
|------|--------------------|----------------------------|
| 1 | ТМ – 100/10 | 1 |
| 2 | ТМ – 40/10 | 1 |

6. Выбор сечений проводников линий электропередачи 0,38 кВ

Сечение проводников выбираем методом экономической плотности

тока:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{уч}}}{J_{\text{ЭК}}}$$

$I_{\text{уч}}$ – расчётный максимальный ток, А;

$J_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока нагрузки, А/мм², $J_{\text{ЭК}} = 1,6$.

Сечения фазных проводов магистрали ВЛ рекомендуется принимать не менее 50 мм².

Расчитанное сечение проводников заносим в таблицу 9, по этим данным дальше выбираем из стандартных значение сечения проводов.

Таблица 9 – Данные о выборе сечений проводников

| № участка | S _{МАКС} , кВА | I _{уч} , А | F _{ЭК} , мм ² | Марка провода | I _{доп} , А | L _{уч} , км | R ₀ , Ом/км | X ₀ , Ом/км |
|-------------|-------------------------|---------------------|-----------------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|
| ТП1 Линия 1 | | | | | | | | |
| 1-2 | 33,97 | 51,5 | 32,2 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,04 | 0,568 | 0,0785 |
| 10-11 | 3,7 | 5,6 | 3,5 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,04 | 0,568 | 0,0785 |
| 9-10 | 5,4 | 8,14 | 5,1 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,04 | 0,568 | 0,0785 |
| 8-9 | 5,93 | 8,98 | 5,6 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,04 | 0,568 | 0,0785 |
| 7-8 | 5,09 | 7,72 | 4,8 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,04 | 0,568 | 0,0785 |
| 6-7 | 8,3 | 12,6 | 7,87 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,04 | 0,568 | 0,0785 |
| 5-6 | 8,73 | 13,2 | 8,25 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,08 | 0,568 | 0,0785 |
| 4-5 | 9,17 | 13,9 | 8,7 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,04 | 0,568 | 0,0785 |
| 3-4 | 8,3 | 12,6 | 7,87 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,04 | 0,568 | 0,0785 |
| 1-3 | 39,8 | 60,31 | 37,7 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,04 | 0,568 | 0,0785 |
| 0-1 | 31,0 | 46,96 | 29,35 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,112 | 0,568 | 0,0785 |
| ТП1 Линия 2 | | | | | | | | |
| 13-14 | 5,83 | 8,83 | 5,52 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,075 | 0,568 | 0,0785 |
| 12-13 | 33,24 | 50,4 | 31,5 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,04 | 0,568 | 0,0785 |
| 0-12 | 32,52 | 49,3 | 30,8 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 240 | 0,1 | 0,568 | 0,0785 |

| | | | | | | | | |
|-----------|------|--------------|---------|------|--|---------------------------|------|--------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Лебедев А.Р. | | | Выбор сечений проводников линий электропередачи 0,38 кВ | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Попов В.Н. | | | | | 23 | 45 |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

| ТП1 Линия 3 | | | | | | | | |
|-------------|------|-------|-------|---------------------|-----|-------|-------|--------|
| 23-24 | 3,7 | 5,6 | 3,5 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 165 | 0,04 | 0,641 | 0,07 |
| 22-23 | 5,54 | 8,4 | 5,25 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 165 | 0,04 | 0,641 | 0,07 |
| 21-22 | 5,92 | 9,0 | 5,63 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 165 | 0,04 | 0,641 | 0,07 |
| 20-21 | 5,09 | 7,7 | 4,8 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 165 | 0,04 | 0,641 | 0,07 |
| 19-20 | 4,7 | 7,1 | 4,44 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 165 | 0,04 | 0,641 | 0,07 |
| 18-19 | 3,94 | 5,97 | 3,7 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 165 | 0,04 | 0,641 | 0,07 |
| 17-18 | 1,8 | 2,7 | 1,7 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 165 | 0,04 | 0,641 | 0,07 |
| 16-17 | 3,1 | 4,7 | 2,93 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 165 | 0,04 | 0,641 | 0,07 |
| 15-16 | 2,9 | 4,35 | 2,7 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 165 | 0,038 | 0,641 | 0,07 |
| 0-15 | 2,76 | 4,5 | 2,8 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 165 | 0,117 | 0,641 | 0,07 |
| ТП2 Линия 1 | | | | | | | | |
| 1-2 | 4 | 6,06 | 3,8 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 240 | 0,12 | 0,641 | 0,07 |
| 3-4 | 5 | 7,6 | 4,75 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 240 | 0,1 | 0,641 | 0,07 |
| 1-3 | 5,25 | 7,95 | 4,96 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 240 | 0,4 | 0,641 | 0,07 |
| 0-1 | 5,92 | 8,97 | 5,6 | СИП 2А 3х50+54,6+16 | 240 | 0,15 | 0,641 | 0,07 |
| ТП2 Линия 2 | | | | | | | | |
| 7-8 | 7,3 | 11,03 | 6,7 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 240 | 0,035 | 0,568 | 0,0785 |
| 6-7 | 15,5 | 23,5 | 14,7 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 240 | 0,04 | 0,568 | 0,0785 |
| 5-6 | 17,8 | 26,96 | 16,85 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 240 | 0,06 | 0,568 | 0,0785 |
| 0-5 | 18,9 | 28,63 | 17,9 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 240 | 0,123 | 0,568 | 0,0785 |

7. Расчет потерь напряжения на участках сети

Потери напряжения на участках сети выражают в процентах от номинального линейного значения, %:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{НОМ}^2}$$

P, Q – активная и реактивная мощности на участке линии, Вт и вар;

R, X – активное и реактивное сопротивления участка линии, Ом;

$U_{НОМ}^2$ – номинальное линейное напряжение линии, В.

Активное и реактивное сопротивления участка линии определяются:

$$R = R_0 L \quad X = X_0 L$$

R_0, X_0 – активное и реактивное погонные сопротивления проводников, выбираемые из справочников, Ом/км;

L – длина участка линии, км.

Пример расчета участка 0-1 ТП 1:

$$\Delta U_{0-1} = \frac{30600 \cdot 0,568 \cdot 0,04 + 14760 \cdot 0,0785 \cdot 0,04}{380^2} \cdot 100\% = 0.514 \%$$

Аналогично рассчитываем другие участки и заносим результаты в таблицу 10.

Таблица 10 – Потери напряжения на участках сети

| № участка | Марка провода | $L_{\text{уч}}$, км | $\Delta U_{\text{л0,38}}$, % |
|--------------|---------------------|----------------------|-------------------------------|
| ТП 1 Линия 1 | | | |
| 1-2 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 0,04 | 0,514 |
| 10-11 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 0,04 | 0,058 |
| 9-10 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 0,04 | 0,087 |
| 8-9 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 0,04 | 0,092 |
| 7-8 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 0,04 | 0,079 |
| 6-7 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 0,04 | 0,127 |
| 5-6 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 0,08 | 0,27 |
| 4-5 | СИП 2А 3х70+54,6+16 | 0,04 | 0,139 |

| | | | | | | | | | | |
|-----------|--------------|----------|---------|------|--|--|--|---------------------------|------|--------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Расчет потерь напряжения на участках сети | | | | | |
| Разраб. | Лебедев А.Р. | | | | | | | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | Попов В.Н. | | | | | | | | 25 | 45 |
| Реценз. | | | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | | | |

| | | | |
|--------------|---------------------|-------|-------|
| 3-4 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 0,04 | 0,126 |
| 1-3 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 0,04 | 0,602 |
| 0-1 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 0,112 | 1,311 |
| ТП 1 Линия 2 | | | |
| 13-14 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 0,075 | 0,16 |
| 12-13 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 0,04 | 0,486 |
| 0-12 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 0,1 | 1,246 |
| ТП 1 Линия 3 | | | |
| 23-24 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,04 | 0,064 |
| 22-23 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,04 | 0,097 |
| 21-22 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,04 | 0,103 |
| 20-21 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,04 | 0,089 |
| 19-20 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,04 | 0,081 |
| 18-19 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,04 | 0,068 |
| 17-18 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,04 | 0,063 |
| 16-17 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,04 | 0,054 |
| 15-16 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,038 | 0,047 |
| 0-15 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,117 | 0,14 |
| ТП 2 Линия 1 | | | |
| 1-2 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,12 | 0,213 |
| 3-4 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,1 | 0,222 |
| 1-3 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,4 | 0,932 |
| 0-1 | СИП 2А 3x50+54,6+16 | 0,15 | 0,394 |
| ТП 2 Линия 2 | | | |
| 7-8 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 0,035 | 0,1 |
| 6-7 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 0,04 | 0,237 |
| 5-6 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 0,06 | 0,409 |
| 0-5 | СИП 2А 3x70+54,6+16 | 0,123 | 0,863 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 26 |

8. Определение отклонения напряжения у потребителей

В соответствии с нормативными документами отклонение напряжения (от номинального значения) у электроприёмников не должно отличаться более чем на 10% от номинального значения в сторону увеличения или уменьшения.

Отклонение напряжения определяется в двух режимах:

- при 100% загрузке линии у наиболее удалённого потребителя на линии;
- при 25% загрузке у ближайшего к подстанции потребителя на линии.

Соответственно все потери в элементах сети в режиме 25% загрузки пропорционально снижаются.

Отклонение напряжения будем считать по формуле:

$$\delta U = \Delta U_{\text{пост}} + \Delta U_{\text{пер}} - \Delta U_{\text{тр}} - \Delta U_{\text{вл0,38}} - \Delta U_{\text{вл10}}$$

$\Delta U_{\text{пост}}$ – постоянная надбавка напряжения в трансформаторе, принимаем 5%;

$\Delta U_{\text{пер}}$ – переменная надбавка напряжения в трансформаторе, -5;-2,5;0;2,5;5%;

$\Delta U_{\text{тр}}$ – потери напряжения в трансформаторе, принимаем 4%;

$\Delta U_{\text{вл0,38}}$ – потери напряжения в ЛЭП 0,38 кВ.

$\Delta U_{\text{вл10}}$ – потери напряжения в ЛЭП 10 кВ.

Расчет отклонения напряжения для ТП 1:

Таблица 11 – Отклонения напряжения у потребителей, питающихся от ТПП

| Потери, надбавки, отклонение | ТП 1, Л1, потреб. №11 | ТП 1, Л2, потреб. №21 |
|------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| | 100% | 25% |
| $\Delta U_{\text{л10}},\%$ | -1 | -0,25 |
| $\Delta U_{\text{пер}},\%$ | +2,5 | +2,5 |
| $\Delta U_{\text{тр}},\%$ | -4 | -1 |
| $\Delta U_{\text{пост}},\%$ | +5 | +5 |
| $\Delta U_{\text{л0.38}},\%$ | -2,891 | -0,025 |
| $\delta U_{\text{потр}},\%$ | -0,391 | 6,225 |

| | | | | | | | | |
|------------------|---------------------|-----------------|----------------|-------------|---|---------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | <i>Лебедев А.Р.</i> | | | | Определение отклонения напряжения у потребителей | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Провер.</i> | <i>Попов В.Н.</i> | | | | | | 27 | 45 |
| <i>Реценз.</i> | | | | | | | | |
| <i>Н. Контр.</i> | | | | | | | | |
| <i>Утверд.</i> | | | | | | | | |
| | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |

При 100% загрузке у потребителя №1:

$$\delta U_{S1} = 5 + 2,5 - 4 - 1,967 - 1 = -0,533\%$$

При 25% загрузке, у потребителя №17:

$$\delta U_{S17} = 5 + 2,5 - 0,25 \cdot 4 - 0,25 \cdot 0,05 - 0,25 \cdot 1 = 6,24\%$$

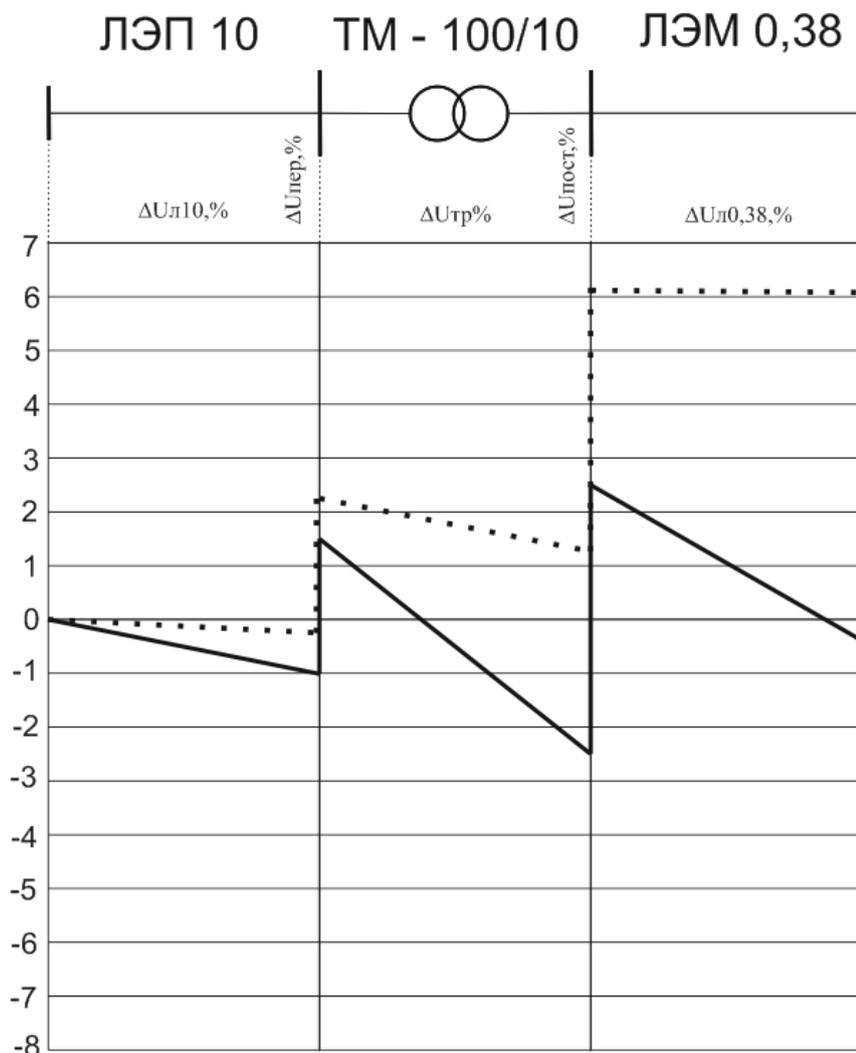


Рисунок 4. Отклонение напряжение у потребителей, питающихся от ТП1

Расчет отклонения напряжения для ТП 2:

Таблица 12 – Отклонения напряжения у потребителей, питающихся от ТП2

| Потери, надбавки, отклонение | ТП 2, Л1, потреб. №29 | ТП 2, Л2, потреб. №27 |
|------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| | | 100% |
| $\Delta U_{л10},\%$ | -1 | -0,25 |
| $\Delta U_{пер},\%$ | +2,5 | +2,5 |

| | | |
|-----------------------|-------|-------|
| $\Delta U_{тр},\%$ | -4 | -1 |
| $\Delta U_{пост},\%$ | +5 | +5 |
| $\Delta U_{л0.38},\%$ | -0,65 | -0,03 |
| $\delta U_{потр},\%$ | 1,85 | 6,22 |

При 100% загрузке у потребителя №27:

$$\delta U_{S27} = 5 + 2,5 - 4 - 1,88 - 1 = 0,62\%$$

При 25% загрузке, у потребителя №22:

$$\delta U_{S22} = 5 + 2,5 - 0,25 \cdot 4 - 0,25 \cdot 1,43 - 0,25 \cdot 1 = 4,82\%$$

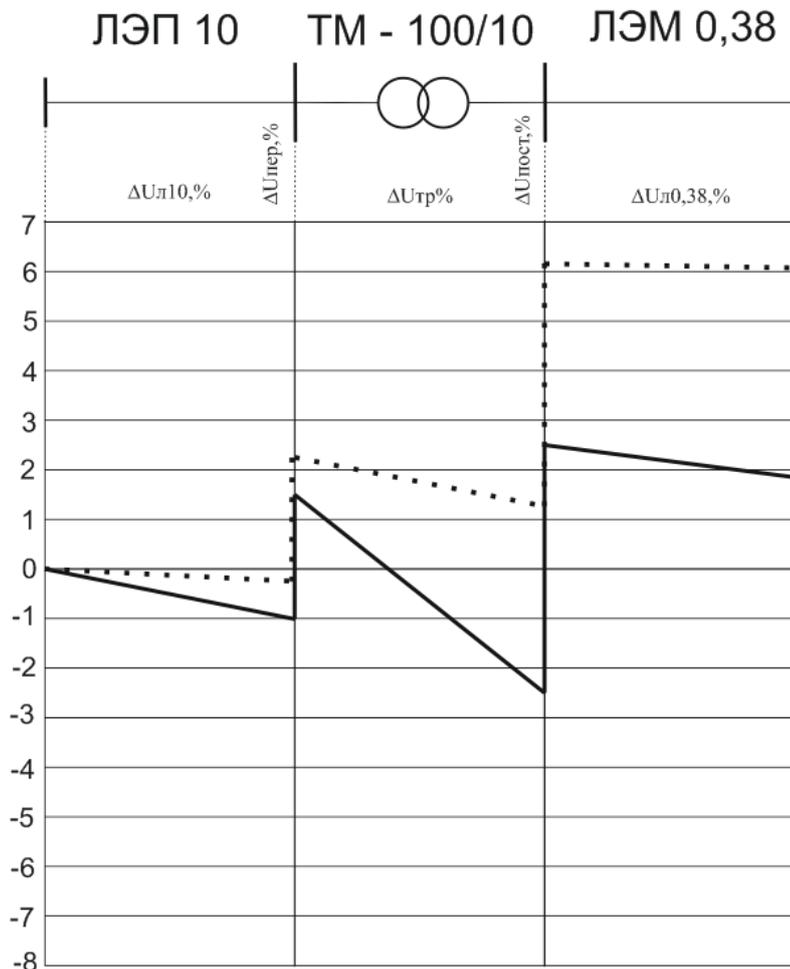


Рисунок 5. Отклонение напряжение у потребителей, питающихся от ТП2

Значения отклонения напряжений не превышает 10%, сечение проводов подходит. По полученным результатам строится диаграмма отклонений напряжений у удаленных и ближайших потребителей.

9. Проверка сети на запуск самого мощного электродвигателя

Поскольку наиболее распространёнными являются электродвигатели с короткозамкнутым ротором, обладающие достаточно большими пусковыми токами, превышающими номинальный в 5...7 раз, то проектируемую сеть проверяем на запуск электродвигателя и уточняем сечение проводов ЛЭП.

1. Определяем сопротивление линии от трансформатора до электродвигателя.

$$Z_{л} = \sqrt{R_{л}^2 + X_{л}^2}$$

$$Z_{л} = \sqrt{0,079^2 + 0,011^2} = 0,006 \text{ Ом}$$

2. Определяем сопротивление трансформатора со стороны шин 0,4 кВ.

$$Z_{Т} = \frac{u_{кз} \% \cdot U_{Н}^2}{100 \cdot S_{Н}}$$

$$Z_{Т} = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 100000} = 0,072 \text{ Ом}$$

3. Определяем номинальный ток электродвигателя.

$$I_{Н} = \frac{P_{Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н}}$$

$$I_{Н} = \frac{18500}{\sqrt{3} \cdot 400} = 26,73 \text{ А}$$

4. Определяем сопротивление электродвигателя при заторможенном роторе.

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|---------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Проверка сети на запуск самого мощного электродвигателя | Лит. | Лист | Листов |
| Разраб. | | Лебедев А.Р. | | | | | 30 | 45 |
| Провер. | | Попов В.Н. | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Реценз. | | | | | | | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

$$Z_{д} = \frac{U_{Н}}{\sqrt{3} \cdot I_{Н} \cdot k_i}$$

где $U_{Н}$ — номинальное напряжение сети, В; $I_{Н}$ — номинальный ток электродвигателя, А; k_i — кратность пускового тока.

Выбираем двигатель АИР 200 L8 18,5 кВт с кратностью пускового тока $k_i = 7$, тогда рассчитаем сопротивление:

$$Z_{д} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 26,73 \cdot 7} = 1,24 \text{ Ом}$$

5. Определяем пусковой ток электродвигателя при заторможенном роторе

$$I_{п} = \frac{U_{Н}}{\sqrt{3} \cdot (\overline{Z}_{Т} + \overline{Z}_{Л} + \overline{Z}_{д})}$$

где $Z_{Т}$ — сопротивление трансформатора, Ом; $Z_{Л}$ — сопротивление ЛЭП, Ом; $Z_{д}$ — сопротивление электродвигателя при заторможенном роторе, Ом.

$$I_{п} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (0,072 + 0,066 + 1,24)} = 166,66 \text{ А}$$

6. Междофазное напряжение электродвигателя на зажимах электродвигателя при пуске.

$$U_{д} = \sqrt{3} \cdot I_{п} \cdot Z_{д}$$

$$U_{д} = \sqrt{3} \cdot 166,66 \cdot 1,24 = 357,53 \text{ В}$$

7. Угловая частота вращения ротора.

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot \frac{n_2}{60}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 31 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

где n_2 — номинальная частота вращения ротора, об/мин. Принимаем $n_2 = 3000$ об/мин.

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot \frac{3000}{60} = 314 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$$

8. Номинальный момент электродвигателя

$$M_{\text{д}} = \frac{P_{\text{н}}}{\omega}$$

где $P_{\text{н}}$ — номинальная мощность электродвигателя, Вт.

$$M_{\text{д}} = \frac{18500}{314} = 58,9 \text{ Нм}$$

9. Пусковой момент электродвигателя при пониженном напряжении.

$$M_{\text{п}} = M_{\text{д}} \cdot \frac{U_{\text{д}}^2}{U_{\text{н}}^2}$$

$$M_{\text{п}} = 58,9 \cdot \frac{357,53^2}{400^2} = 47,06 \text{ Нм}$$

10. Избыточный момент электродвигателя.

$$M_{\text{и}} = 0,25 \cdot M_{\text{д}}$$

$$M_{\text{и}} = 0,25 \cdot 58,9 = 14,725 \text{ Нм}$$

11. Необходимый момент электродвигателя

$$M_{\text{нд}} = M_{\text{и}} + M_{\text{с}}$$

где $M_{\text{с}}$ — момент сопротивления рабочей машины .

$$M_{\text{нд}} = 14,725 + 10 = 24,725 \text{ Нм}$$

12. Для успешного пуска двигателя необходимо соблюсти условие

$$M_{\text{п}} \geq M_{\text{нд}}$$

$$47,06 \geq 24,725$$

Условие выполняется, значит сечение проводников питающей сети выбраны правильно.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 32 |

10. Расчёт токов короткого замыкания

Необходимо составить схемы замещения ВЛ и рассчитать значение трёхфазного короткого замыкания и ударного тока в начале линии, и значения однофазного короткого замыкания в самой удалённой точке каждой линии.

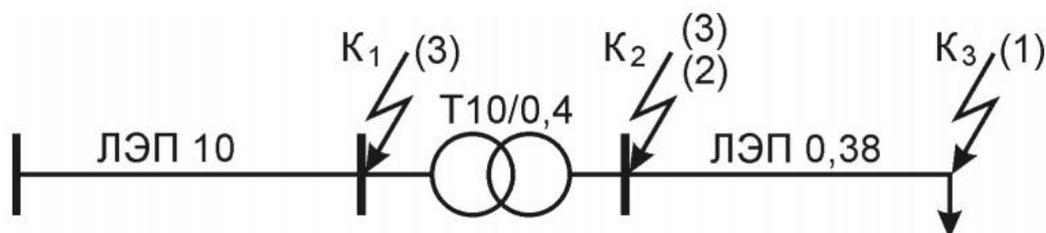


Рисунок 6. Расчетная схема сети для ТП 1 и ТП2

Схема замещения для ТП 1 линии 1:

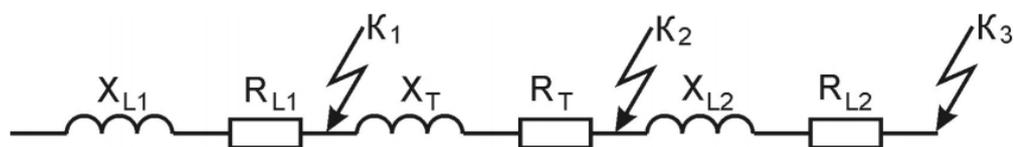


Рисунок 7. Схема замещения

Сопротивление линии электропередачи в условиях эксплуатации определяется:

$$R_L = R_0 L \quad X_L = X_0 L$$

R_0, X_0 – активное и реактивное погонные сопротивления ЛЭП, Ом/км;

L – длина участка ЛЭП, км.

Рассчитаем ток для линии 10 кВ:

$$I = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 5,78 \text{ А}$$

С помощью метода экономической плотности выбираем сечение проводника:

| | | | | | | | | |
|-----------|------|--------------|---------|------|---|---------------------------|------|--------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Лебедев А.Р. | | | Расчёт токов короткого замыкания | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Попов В.Н. | | | | | 33 | 45 |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I}{j_{\text{ЭК}}}$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{5,78}{1,6} = 3,6 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод сечением СИП 3 1x70, тогда $R_0 = 0,641 \text{ Ом/км}$
 $X_0 = 0,079 \text{ Ом/км}$, длина линии 10 кВ при этом равна 10 км.

$$R_L = 0,641 \cdot 10 = 6,41 \text{ Ом} \quad X_L = 0,079 \cdot 10 = 0,79 \text{ Ом}$$

Рассчитываем ток трехфазного замыкания в точке К1:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_L^2 + X_L^2}}$$

Ток трехфазного короткого замыкания для ТП1 и ТП2 в точке К1 будет равен:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,41^2 + 0,79^2}} = 895,25 \text{ А}$$

Полное сопротивление фазы трансформатора определяют:

$$Z_T = \frac{u_{\text{кз}} \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H}$$

$u_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

U_H – номинальное напряжение трансформатора, В;

S_H – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$Z_T = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 100000} = 0,073 \text{ Ом} \quad Z_T = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 40000} = 0,18 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление фазы трансформатора определяется:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_H^2}{S_H^2}$$

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери мощности короткого замыкания трансформатора, Вт.

$$R_T = \frac{1970 \cdot 400^2}{100000^2} = 0,032 \text{ Ом} \quad R_T = \frac{880 \cdot 400^2}{40000^2} = 0,08 \text{ Ом}$$

Реактивное сопротивление найдем из следующей формулы:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

$$X_T = \sqrt{0,073^2 - 0,032^2} = 0,065 \text{ Ом} \quad X_T = \sqrt{0,18^2 - 0,08} = 0,161 \text{ Ом}$$

Чтобы учесть линию 10 кВ при расчёте тока короткого замыкания на стороне 0,4 кВ трансформатора, то её сопротивление необходимо привести к напряжению, при котором определяется ток короткого замыкания:

$$R_{10}^{0,4} = \frac{R_L}{K_T^2} \quad X_{10}^{0,4} = \frac{X_L}{K_T^2}$$

где R_L — активное сопротивление линии 10 кВ, рассчитанное при напряжении 10 кВ, Ом; X_L — реактивное сопротивление линии 0,4 кВ, Ом;

K_T — коэффициент трансформации трансформатора 10/0,4.

$$K_T = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad K_T = \frac{10000}{400} = 25$$

$$R_{10}^{0,4} = \frac{6,41}{25^2} = 0,0103 \text{ Ом} \quad X_{10}^{0,4} = \frac{0,79}{25^2} = 0,0013 \text{ Ом}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания в точке К2:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_\Phi}{\sqrt{3}\sqrt{R_{кз}^2 + X_{кз}^2}}$$

$R_{кз}, X_{кз}$ – активное и реактивное сопротивления до точки к.з.;

U_Φ – фазное напряжение сети.

$$I_K^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3}\sqrt{(0,0103 + 0,032)^2 + (0,0013 + 0,65)^2}} = 2937 \text{ А}$$

$$I_K^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3}\sqrt{(0,0103 + 0,08)^2 + (0,0013 + 0,161)^2}} = 2962 \text{ А}$$

Рассчитаем ток двухфазного короткого замыкания в точке К2:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 35 |

$$I_K^{(2)} = \frac{U_\Phi}{2 \cdot \sqrt{R_{кз}^2 + X_{кз}^2}}$$

$$I_K^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{(0,0103 + 0,032)^2 + (0,0013 + 0,65)^2}} = 2544 \text{ A}$$

$$I_K^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{(0,0103 + 0,032)^2 + (0,0013 + 0,65)^2}} = 2564 \text{ A}$$

Ток однофазного короткого замыкания рассчитаем по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\Phi}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\text{петл}}}$$

$Z_T^{(1)}$ – сопротивление трансформатора току однофазного короткого замыкания, Ом;

$Z_{\text{петл}}$ – сопротивление петли фазный-нулевой провод, Ом/км.

Сопротивление петли определяется:

$$Z_{\text{петл}} = \sqrt{(R_\Phi + R_N)^2 + (X_\Phi + X_N)^2}$$

R_Φ, R_N – активные сопротивления фазного и нулевого проводников ЛЭП с учётом длины, Ом;

X_Φ, X_N – реактивные сопротивления фазного и нулевого проводников ЛЭП с учётом длины, Ом.

Для воздушной линии электропередачи, выполненной голым проводом активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности воздушной линии можно принять $R_N = R_\Phi, X_N \approx 3X_\Phi$

Пример расчёта токов короткого замыкания для ТП 1:

Однофазное короткое замыкание линии 5-6:

$$R_\Phi = 0,08 \cdot 0,568 = 0,045 \text{ Ом}$$

$$X_\Phi = 0,08 \cdot 0,0785 = 0,0063 \text{ Ом}$$

$$R_N = R_\Phi = 0,045 \text{ Ом}$$

$$X_N = 3X_\Phi = 0,0189 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{петл}} = \sqrt{(2 \cdot 0,045)^2 + (0,0063 + 0,0189)^2} = 0,093 \text{ Ом}$$

Расчет петли фаза – ноль для остальных линий рассчитывается аналогично, результаты заносим в таблицу 13.

Рисунок 13. Рассчитанное сопротивление петли фаза-ноль

| № участка | R _ф , Ом | X _ф , Ом | R _N , Ом | X _N , Ом | Z _{петл} |
|--------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------|
| ТП1 Линия 1 | | | | | |
| 1-2 | 0,023 | 0,0031 | 0,023 | 0,0093 | 0,048 |
| 10-11 | 0,023 | 0,0031 | 0,023 | 0,0093 | 0,048 |
| 9-10 | 0,023 | 0,0031 | 0,023 | 0,0093 | 0,048 |
| 8-9 | 0,023 | 0,0031 | 0,023 | 0,0093 | 0,048 |
| 7-8 | 0,023 | 0,0031 | 0,023 | 0,0093 | 0,048 |
| 6-7 | 0,023 | 0,0031 | 0,023 | 0,0093 | 0,048 |
| 5-6 | 0,045 | 0,0063 | 0,045 | 0,0189 | 0,093 |
| 4-5 | 0,023 | 0,0031 | 0,023 | 0,0093 | 0,048 |
| 3-4 | 0,023 | 0,0031 | 0,023 | 0,0093 | 0,048 |
| 1-3 | 0,023 | 0,0031 | 0,023 | 0,0093 | 0,048 |
| 0-1 | 0,064 | 0,0088 | 0,064 | 0,0264 | 0,133 |
| Сумма | | | | | 0,658 |
| ТП1 Линия 2 | | | | | |
| 13-14 | 0,043 | 0,006 | 0,043 | 0,018 | 0,089 |
| 12-13 | 0,023 | 0,0031 | 0,023 | 0,0093 | 0,048 |
| 0-12 | 0,057 | 0,008 | 0,057 | 0,024 | 0,118 |
| Сумма | | | | | 0,255 |
| ТП1 Линия 3 | | | | | |
| 23-24 | 0,0256 | 0,0028 | 0,0256 | 0,0084 | 0,052 |
| 22-23 | 0,0256 | 0,0028 | 0,0256 | 0,0084 | 0,052 |
| 21-22 | 0,0256 | 0,0028 | 0,0256 | 0,0084 | 0,052 |
| 20-21 | 0,0256 | 0,0028 | 0,0256 | 0,0084 | 0,052 |
| 19-20 | 0,0256 | 0,0028 | 0,0256 | 0,0084 | 0,052 |
| 18-19 | 0,0256 | 0,0028 | 0,0256 | 0,0084 | 0,052 |
| 17-18 | 0,0256 | 0,0028 | 0,0256 | 0,0084 | 0,052 |
| 16-17 | 0,0256 | 0,0028 | 0,0256 | 0,0084 | 0,052 |
| 15-16 | 0,0244 | 0,0026 | 0,0244 | 0,0078 | 0,05 |
| 0-15 | 0,075 | 0,0082 | 0,075 | 0,0246 | 0,154 |
| Сумма | | | | | 0,62 |
| ТП2 Линия 1 | | | | | |
| 1-2 | 0,077 | 0,0084 | 0,077 | 0,0252 | 0,158 |
| 3-4 | 0,064 | 0,007 | 0,064 | 0,021 | 0,131 |
| 1-3 | 0,256 | 0,028 | 0,256 | 0,084 | 0,524 |
| 0-1 | 0,096 | 0,0105 | 0,096 | 0,0315 | 0,197 |
| Сумма | | | | | 1,01 |
| ТП2 Линия 2 | | | | | |
| 7-8 | 0,02 | 0,0027 | 0,02 | 0,0081 | 0,041 |
| 6-7 | 0,023 | 0,0031 | 0,023 | 0,0093 | 0,048 |
| 5-6 | 0,034 | 0,0047 | 0,034 | 0,0141 | 0,071 |

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|

КР.41.703.01.ПЗ

Лист

37

| | | | | | |
|--------------|------|--------|------|--------|--------------|
| 0,5 | 0,07 | 0,0096 | 0,07 | 0,0288 | 0,145 |
| Сумма | | | | | 0,305 |

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{\frac{0,073}{3} + 0,658} = 323,5 \text{ А}$$

Аналогично рассчитываем остальные токи короткого замыкания и заносим результаты в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

| Номер ТП и линии | Номер точки КЗ | Вид КЗ | Величина тока, А |
|--------------------|----------------|------------|------------------|
| Линия 10 кВ | К1 | трёхфазное | 895,25 |
| Линия 10 кВ и ТП 1 | К2 | трехфазное | 2937 |
| Линия 10 кВ и ТП 2 | К2 | трехфазное | 2962 |
| Линия 10 кВ и ТП 1 | К2 | двухфазное | 2544 |
| Линия 10 кВ и ТП 2 | К2 | двухфазное | 2564 |
| ТП 1 линия 1 | К3 | однофазное | 323,5 |
| ТП 1 линия 2 | К3 | однофазное | 785,7 |
| ТП 1 линия 3 | К3 | однофазное | 341,6 |
| ТП 2 линия 1 | К3 | однофазное | 205,6 |
| ТП 2 линия 2 | К3 | однофазное | 602,74 |

11. Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ

Защита трансформатора 10/0,4 кВ от аварийных режимов осуществляется предохранителями с плавкими вставками. Выбор плавкой вставки производится по номинальному напряжению и номинальному току.

Номинальный ток плавкой вставки выбираем из условия:

$$I_{ПВ} \geq (2 \dots 3)I_{НТ}$$

$I_{НТ}$ – номинальный ток трансформатора, А.

$$I_{НТ} = \frac{S_{НТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НТ}}$$

Выбор предохранителей для ТП 1:

$$I_{НТ} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,8 \text{ А}$$

$$I_{ПВ} = (2 \dots 3) \cdot 5,8 = 11,6 \dots 17,4 \text{ А}$$

Выбираем плавкую вставку ПКТ-101-10-16-12,5У1.

Выбор предохранителей для ТП 1:

$$I_{НТ} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,3 \text{ А}$$

$$I_{ПВ} = (2 \dots 3) \cdot 2,3 = 4,62 \dots 6,94 \text{ А}$$

Выбираем плавкую вставку ПКТ-101-10-5-12,5У1.

Предохранитель проверяется на предельную отклоняющую способность по условию

$$i_{ПР} \geq \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)}$$

где K_y — ударный коэффициент, А. Для сетей 0,38...10 кВ принимается равным 1; $I_K^{(3)}$ (3) — трёхфазный ток короткого замыкания в месте установки электрического аппарата, А.

$$i_{ПР1и2} = \sqrt{2} * 1 * 2937 = 4154 \text{ А}$$

$$12500 \text{ А} \geq 4154 \text{ А}$$

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|---------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Лебедев А.Р. | | | Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Попов В.Н. | | | | | 39 | 45 |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

$$i_{\text{ПР1и2}} = \sqrt{2} * 1 * 2962 = 4188,9 \text{ A}$$

$$12500 \text{ A} \geq 4188,9 \text{ A}$$

ТП1: ПКТ-101-10-16-12,5У1. $I_{\text{ПВ}} = 16 \text{ A}$ $i_{\text{ПР}} = 12,5 \text{ кА}$

ТП2: ПКТ-101-10-5-12,5У1. $I_{\text{ПВ}} = 5 \text{ A}$ $i_{\text{ПР}} = 12,5 \text{ кА}$

Защита отходящих линий 0,38 кВ подстанции от аварийных режимов осуществляется автоматическими выключателями, имеющими, как правило, комбинированный расцепитель.

Автоматический выключатель выбирается по условиям:

Тип выключателя, степень защиты, климатическое исполнение, категория размещения.

В данной курсовой работе будут применяться выключатели серии А. Выключатели серии А предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках, недопустимых снижениях напряжения, а также до 30 оперативных включений и отключений электрических цепей в сутки и рассчитаны для эксплуатации в электроустановках с номинальным рабочим напряжением до 380/660 V переменного тока частоты 50 и 60 Hz и постоянного тока до 220/440 V.

Выключатели А соответствуют ГОСТ 9098 и ГОСТ Р 50030.2.

Номинальное напряжение автоматического выключателя:

$$U_{\text{НВ}} \geq U_{\text{С}}$$

$U_{\text{С}}$ – номинальное напряжение сети, В.

$$380 \text{ В} \geq 380 \text{ В}$$

Номинальный ток автоматического выключателя:

$$I_{\text{НВ}} \geq I_{\text{P.max}}$$

$I_{\text{НВ}}$ - номинальный ток автоматического выключателя, $I_{\text{P.max}}$ – номинальный рабочий ток линии, А.

ТП 1 Линия 1: $I_{\text{НВ}} \geq 60,31 \text{ A}$

ТП 1 Линия 2: $I_{\text{НВ}} \geq 50,4 \text{ A}$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.41.703.01.ПЗ</i> | Лист |
| | | | | | | 40 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

ТП 1 Линия 3: $I_{НВ} \geq 9,0 \text{ А}$

ТП 2 Линия 1: $I_{НВ} \geq 8,97 \text{ А}$

ТП 2 Линия 2: $I_{НВ} \geq 28,63 \text{ А}$

Номинальный ток теплового расцепителя:

$$I_{НТР} \geq I_{P.max}$$

ТП 1 Линия 1: $I_{НТР} \geq 60,31 \text{ А}$

ТП 1 Линия 3: $I_{НТР} \geq 9,0 \text{ А}$

ТП 2 Линия 1: $I_{НТР} \geq 8,97 \text{ А}$

Для ТП 1 линии 2 и ТП 2 линии 1 и 2 номинальный ток теплового расцепителя рассчитывается по формуле:

$$I_{НТР} \geq 1,1 * (I_{P.max} + \frac{I_{П.max}}{\lambda})$$

где $I_{П.max}$ — максимальный пусковой ток линии, А; λ — коэффициент, учитывающий условия пуска электродвигателя, 2,5 — лёгкий пуск, 1,6 — тяжёлый пуск.

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{НТР} \geq 1,1 * \left(50,4 + \frac{166,66}{2,5} \right) \text{ А} \quad I_{НТР} \geq 128,77 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 Линия 2: } I_{НТР} \geq 1,1 * \left(28,63 + \frac{48,6}{2,5} \right) \text{ А} \quad I_{НТР} \geq 52,9 \text{ А}$$

Номинальный ток электромагнитного расцепителя при наличии двигательной нагрузки

$$I_{НЭР} \geq I_{P.max}$$

ТП 1 Линия 1: $I_{НЭР} \geq 60,31 \text{ А}$

ТП 1 Линия 3: $I_{НЭР} \geq 9,0 \text{ А}$

ТП 2 Линия 1: $I_{НЭР} \geq 8,97 \text{ А}$

Для ТП 1 линии 2 и ТП 2 линии 1 и 2 номинальный ток электромагнитного расцепителя рассчитывается по формуле:

$$I_{НЭР} \geq 1,2 * (I_{П.max} + \sum I_{П})$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 41 |

где I_{Π} — пусковые токи электродвигателей за исключением пускового тока самого мощного электродвигателя, А.

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{\text{НЭР}} \geq 1,2 \cdot (166,66 + (67,45 + 27,55)) \quad I_{\text{НЭР}} \geq 314 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{\text{НЭР}} \geq 1,2 \cdot (48,6) \quad I_{\text{НЭР}} \geq 57,96 \text{ А}$$

Принимаем номинальный ток теплового и электромагнитного расцепителя.

$$\text{ТП 1 Линия 1: } I_{\text{НВ}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 80 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{\text{НВ}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 160 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 400 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 3: } I_{\text{НВ}} = 10 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 16 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 50 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 Линия 1: } I_{\text{НВ}} = 10 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 16 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 50 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 Линия 2: } I_{\text{НВ}} = 32 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 80 \text{ А}$$

Автоматические выключатели проверяют по условиям:

Автоматические выключатели проверяют на срабатывание теплового расцепителя при однофазном коротком замыкании в самой удалённой точке линии:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(1)}}{I_{\text{НТР}}} \geq 3$$

$$\text{ТП 1 Линия 1: } K_{\text{ч}} = \frac{323,5}{63} = 5,13 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

$$\text{ТП 1 Линия 2: } K_{\text{ч}} = \frac{785,7}{160} = 4,91 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

$$\text{ТП 1 Линия 3: } K_{\text{ч}} = \frac{341,6}{16} = 21,35 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

$$\text{ТП 2 Линия 1: } K_{\text{ч}} = \frac{205,6}{16} = 12,85 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

$$\text{ТП 2 Линия 2: } K_{\text{ч}} = \frac{602,74}{63} = 9,57 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

Выбираем для всех линий следующие серии выключателей:

$$\text{ТП 1 Линия 1: АЗ114/1} \quad I_{\text{НВ}} = 100 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 100 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 1000 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 2: АЗ133} \quad I_{\text{НВ}} = 200 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 200 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 1400 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 3: АЕ2046ХХ} \quad I_{\text{НВ}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 63 \text{ А}$$

ТП 2 Линия 1: АЕ2046ХХ $I_{НВ} = 63 \text{ А}$ $I_{НТР} = 63 \text{ А}$ $I_{НЭР} = 63 \text{ А}$

ТП 2 Линия 2: А3114/1 $I_{НВ} = 100 \text{ А}$ $I_{НТР} = 100 \text{ А}$ $I_{НЭР} = 1000 \text{ А}$

Предельной коммутационной стойкости при трёхфазном коротком замыкании в месте установки

$$I_{\text{ПКС}} \geq I_{\text{К}}^{(3)}$$

ТП 1 Линия 1: $12000 \text{ А} \geq 2937 \text{ А}$

ТП 1 Линия 2: $30000 \text{ А} \geq 2937 \text{ А}$

ТП 1 Линия 3: $6000 \text{ А} \geq 2937 \text{ А}$

ТП 2 Линия 1: $6000 \text{ А} \geq 2962 \text{ А}$

ТП 2 Линия 2: $12000 \text{ А} \geq 2962 \text{ А}$

Результаты выбора автоматических выключателей сводим в таблицу 15

Таблица 15 – Результаты выбора автоматических выключателей

| Номер ТП и отходящей линии | $I_{p,max}, \text{ А}$ | Тип автоматического выключателя | $I_{НВ}, \text{ А}$ | $I_{НТР}, \text{ А}$ | $I_{НЭР}, \text{ А}$ | $I_{\text{ПКС}}, \text{ А}$ | $K_{\text{ч}}$ |
|----------------------------|------------------------|---------------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|-----------------------------|----------------|
| ТП 1 | | | | | | | |
| Линия 1 | 56,8 | А3114/1 | 100 | 100 | 1000 | 12000 | 5,13 |
| Линия 2 | 75,15 | А3133 | 200 | 200 | 1400 | 30000 | 4,91 |
| Линия 3 | 10,25 | АЕ2046ХХ | 63 | 63 | 63 | 6000 | 21,35 |
| ТП 2 | | | | | | | |
| Линия 1 | 64,2 | АЕ2046ХХ | 63 | 63 | 63 | 6000 | 12,85 |
| Линия 2 | 108,2 | А3114/1 | 100 | 100 | 1000 | 12000 | 9,57 |

12. Заключение

В ходе выполнения курсовой работы был создан план размещения жилого посёлка, к каждому жилому и производственному объекту была подведена ЛЭП, на плане указана дорога и подведено уличное освещение. Были рассчитаны мощности на участках сети каждого ТП методами коэффициента одновременности и коэффициента добавки. Были выбраны количество и мощность трансформаторов, сечения проводов. Отклонения напряжения у потребителей лежит в допустимых пределах.

Также были установлены плавкие предохранители для защиты трансформатора, а для защиты линий 0,38 кВ были установлены автоматические выключатели, которые удовлетворяют условиям чувствительности и предельной коммутационной стойкости. Следовательно расчёты выполнены верно.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|------------------------|---------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>КР.41.703.01.ПЗ</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Лебедев А.Р.</i> | | | Заключение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Провер.</i> | | <i>Попов В.Н.</i> | | | | | 44 | 45 |
| <i>Реценз.</i> | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| <i>Н. Контр.</i> | | | | | | | | |
| <i>Утверд.</i> | | | | | | | | |

13. Литературные источники

- 1) Методические рекомендации по выполнению курсовой работы для студентов направлений подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». – Костромская ГСХА, 2015. – 35 с.
- 2) Электроснабжение сельского хозяйства/ И.А. Будзко и Н.М. Зуль – М.:Агропромиздат, 1990. – 495с.
- 3) Электроснабжение. Справочник электрика по электрооборудованию сельского хозяйства. – Кострома: ГСХА, 2005. – 102 с.
- 4) Сайт кафедры электроснабжения КГСХА [Электронный ресурс] / – Режим доступа: эс.кгсха.рф

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|-----------------------------------|---------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | КР.41.703.01.ПЗ | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Лебедев А.Р.</i> | | | Литературные источники | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Провер.</i> | | <i>Попов В.Н.</i> | | | | | 45 | 45 |
| <i>Реценз.</i> | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| <i>Н. Контр.</i> | | | | | | | | |
| <i>Утверд.</i> | | | | | | | | |