

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(Национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Заочный факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

«Развитие электрической сети промышленного района с разработкой под-  
станции 110/10 кВ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02.2020.125-726 ПЗ ВКР

Руководитель, профессор, к.т.н.

\_\_\_\_\_ / Б.Г. Булатов/

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор работы

студент группы ПЗ-571

\_\_\_\_\_ / Д.И. Ликин/

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролёр, профессор, к.т.н.

\_\_\_\_\_ / Б.Г. Булатов/

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(Национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Заочный факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»  
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

на выпускную квалификационную работу бакалавра

Ликин Денис Игоревич

Группа ПЗ-571

**1. Тема выпускной квалификационной работы** «Развитие электрической сети промышленного района с разработкой подстанции 110/10 кВ»  
утверждена приказом по университету от « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г. № \_\_\_\_\_

**2. Срок сдачи студентом законченной работы** « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**3. Исходные данные к работе**

- схема электрической сети;
- данные о нагрузке электроприемников;
- данные о расстоянии ЛЭП;
- характеристики нагрузок;
- число отходящих ЛЭП – 6;
- суммарное сопротивление сети при  $S_B=100$ , МВА равно 0,022.

#### 4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

1. Анализ существующей схемы электрической сети района
2. Выбор конфигурации схемы сети
3. Выбор сечений линий электропередач
4. Выбор оптимального варианта
5. Расчет основных установившихся режимов работы сети
6. Выбор основного оборудования подстанции «Березовая»
7. Обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаяк трансформаторов
8. Техничко-экономические показатели сети
9. Расчет заземления подстанции 110/10 кВ.

#### 5. Перечень графического материала

- 1) Схема сети после развития – 1 л. формата А1.
  - 2) Карты режимов сети – 1 л. формата А1.
  - 3) Схема главных электрических соединений подстанции «Березовая» – 1 л. формата А1.
  - 4) Заземление подстанции 110/10 кВ – 1 л. формата А1.
- Презентация, выполненная в программе Microsoft PowerPoint.

#### 6. Консультанты, с указанием относящихся к ним разделов

| Раздел | Консультант | Подпись                        |                             |
|--------|-------------|--------------------------------|-----------------------------|
|        |             | Задание выдал<br>(консультант) | Задание принял<br>(студент) |
| -      | -           | -                              |                             |
| -      | -           | -                              | -                           |
| -      | -           | -                              | -                           |

#### 7. Дата выдачи задания

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

| Наименование этапов выпускной квалификационной работы   | Дата завершения этапа | Отметка руководителя о выполнении |
|---|-----------------------|-----------------------------------|
| Определение баланса активных и реактивных мощностей; анализ сети 35 кВ; анализ работы трансформаторов   |                       |                                   |
| Выбор номинального напряжения для проектируемой сети; выбор схемы ЭС2; выбор трансформаторов; выбор ЛЭП; выбор конфигурации сети; выбор оптимального варианта |                       |                                   |
| Расчет основных установившихся режимов работы сети  |                       |                                   |
| Выбор отпаек трансформаторов; расчет технико-экономических показателей сети   |                       |                                   |
| Разработка подстанции 110/10 кВ; расчет заземления подстанции   |                       |                                   |

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / Б.Г. Булатов /

Студент \_\_\_\_\_ / Д.И. Ликин /

## АННОТАЦИЯ

Ликин Д.И. – Развитие электрической сети промышленного района с разработкой подстанции 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ЗИЭФ, ПЗ-571, 2020 г., стр. 76, илл. 21, табл. 25. Список литературы – 12 наименований. Чертежей – 4 листа формата А1.

В выпускной квалификационной работе выполнено развитие существующей электрической сети с последующей разработкой подстанции 110/10 кВ.

В ходе решения работы было сделано: составлен баланс мощностей; составлены варианты развития электрической сети; выбраны сечения линий электропередач; выбран оптимальный вариант развития; рассчитаны основные установившиеся режимы работы сети; произведен выбор основного оборудования подстанции; обеспечено требуемое напряжение в сети и выбраны отпайки трансформаторов; посчитаны технико-экономические показатели сети; рассчитано заземление подстанции для обеспечения электромагнитной совместимости.

|                  |                     |                 |                |             |  |                                 |             |               |
|------------------|---------------------|-----------------|----------------|-------------|--|---------------------------------|-------------|---------------|
|                  |                     |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i>   |                                 |             |               |
| <i>Изм.</i>      | <i>Лист</i>         | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | <i>Развитие электрической сети промышленного района с разработкой подстанции 110/10 кВ</i> | <i>Лит.</i>                     | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб.</i>   | <i>Ликин</i>        |                 |                |             |  |                                 | 5           | 76            |
| <i>Пров.</i>     | <i>Булатов</i>      |                 |                |             |  | <i>ЮУрГУ<br/>Кафедра ЭССиСЭ</i> |             |               |
| <i>Н. контр.</i> | <i>Булатов</i>      |                 |                |             |  |                                 |             |               |
| <i>Утв.</i>      | <i>Кирпичникова</i> |                 |                |             |  |                                 |             |               |

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....   | 8  |
| ВВЕДЕНИЕ.....  | 10 |
| 1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ<br>РАЙОНА .....   | 11 |
| 1.1 Баланс активных и реактивных мощностей .....   | 11 |
| 1.1.1 Баланс активных мощностей .....  | 12 |
| 1.1.2 Баланс реактивных мощностей .....  | 13 |
| 2 ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ СЕТИ.....   | 16 |
| 3 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.....  | 24 |
| 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА.....   | 26 |
| 4.1 Приведенные затраты для варианта № 1 .....   | 26 |
| 4.2 Приведенные затраты для варианта № 2 .....   | 28 |
| 4.3 Сравнение приведенных затрат .....   | 28 |
| 5 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ<br>СЕТИ.....   | 29 |
| 5.1 Режим максимальных нагрузок .....  | 30 |
| 5.2 Режим минимальных нагрузок .....   | 32 |
| 5.3 Послеаварийные режимы .....  | 34 |
| 6 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ<br>«БЕРЕЗОВАЯ» .....   | 38 |
| 6.1 Выбор числа и мощности трансформаторов .....   | 38 |
| 6.2 Выбор схемы распределительного устройства .....  | 39 |
| 6.3 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах .....  | 40 |
| 6.4 Расчет токов короткого замыкания .....   | 41 |
| 6.5 Ограничение токов короткого замыкания.....   | 44 |
| 6.6 Выбор коммутирующих аппаратов, токоведущих частей,<br>изоляторов, средств контроля и измерений ..... | 44 |
| 6.7 Выбор трансформаторов тока.....  | 48 |
| 6.8 Выбор трансформаторов напряжения.....  | 55 |
| 6.9 Выбор токоведущих частей для РУ ВН.....  | 56 |
| 6.10 Разработка схем питания собственных нужд подстанции.....  | 57 |

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 6           |

|   |    |
|---|----|
| 6.11 Выбор аккумуляторной батареи .....   | 59 |
| 7 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР<br>ОТПАЕК ТРАНСФОРМАТОРОВ..... | 64 |
| 8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ.....                                      | 67 |
| 9 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ .....                                    | 69 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....  | 74 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....  | 75 |

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 7           |

## ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В таблице 1 представлены данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок  $P_{(макс)}$  и коэффициенты мощности ( $tg\phi$ ). Для режима минимальных нагрузок следует уменьшить табличные значения на коэффициент мощности 0,7. Число часов использования наибольшей нагрузки  $T_{нб}=6000$  ч.

Таблица 1 – Данные о нагрузке электроприемников

| п/ст1<br>ш.110 кв<br>$P_2/tg\phi$ | п/ст2<br>ш.110 кв<br>$P_2/tg\phi$ | п/ст3<br>ш.110 кв<br>$P_3/tg\phi$ | п/ст4<br>ш.10 кв<br>$P_4/tg\phi$ | п/ст5<br>ш.110 кв<br>$P_5/tg\phi$ | п/ст6<br>ш.110 кв<br>$P_6/tg\phi$ | п/ст7<br>ш.220 кв<br>$P_7/tg\phi$ |
|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| 30/0,4                            | 25/0,5                            | 42/0,35                           | 48/0,5                           | 28/0,5                            | 50/0,5                            | 16/0,75                           |

Таблица 2 – Длины линий

| L  | 1  | 2  | 3  | 4  | 5  | 6  | 7  | 8  | 9  | 10 | 11 | 12 |
|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| км | 70 | 80 | 90 | 30 | 41 | 60 | 30 | 20 | 20 | 35 | 30 | 8  |

Климатические условия в районе проектирования электрической сети можно принять для Уральской зоны.

Схема электрической сети приведена на рисунке 1.



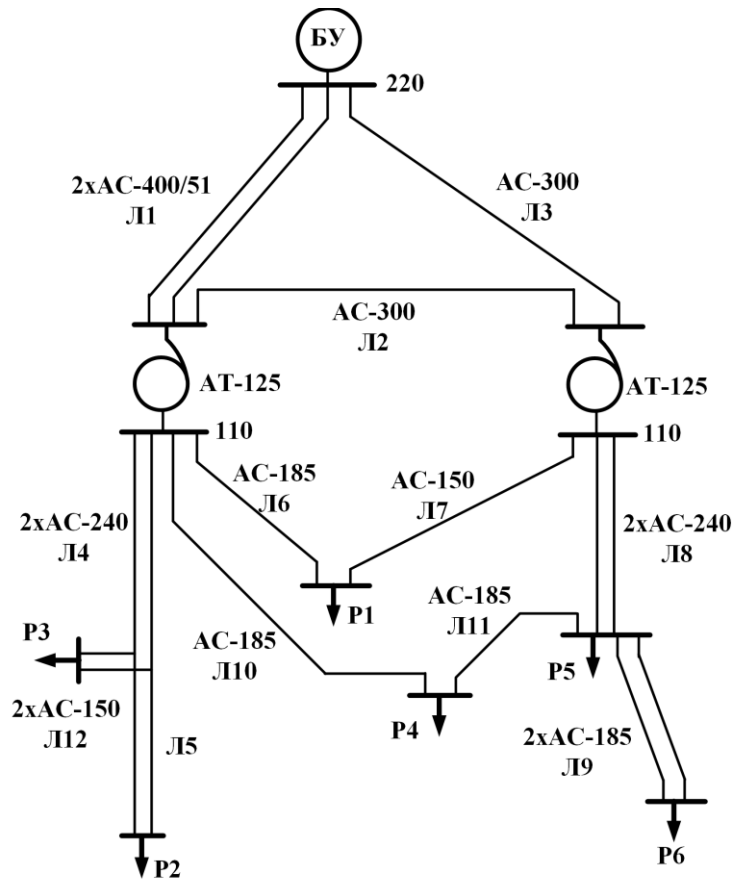


Рисунок 1 – Электрическая схема существующей сети

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 9           |

## ВВЕДЕНИЕ

Проектирование электрических станций, подстанций, электрических сетей и систем заключается в составлении описаний еще не существующих объектов, предназначенных для производства, передачи и распределения электроэнергии.

Выпускная квалификационная работа предполагает расширение электрической сети с последующим проектированием подстанции 110/10 кВ. Для этого необходимо начать расчет с анализа существующей сети. Далее следует составить 6 вариантов развития сети. На основании технико-экономического расчета необходимо выбрать один вариант развития сети, для которого следует рассчитать все возможные режимы сети, сделать выводы о целесообразности реконструкции сети.

Заданное качество электроэнергии обеспечивается путем регулирования отпаек на выбранных силовых трансформаторах, оборудованных РПН.

Также в работе необходимо выбрать основное оборудование для внедряемой подстанций, рассмотреть мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости, рассчитать заземление подстанции.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |  | <i>10</i>   |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  |             |

# 1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

На рисунке 1 изображена заданная электрическая сеть. Присвоим каждой подстанции название и определим мощность нагрузок. Результаты сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Мощность нагрузки

| № подстанции | Название   | P, МВт | Q, МВАр |
|--------------|------------|--------|---------|
| 1            | Солнечная  | 30     | 12      |
| 2            | Луговая    | 35     | 17,5    |
| 3            | Брусничная | 42     | 14,7    |
| 4            | Спортивная | 48     | 24      |
| 5            | Пирит      | 28     | 14      |
| 6            | Сокол      | 50     | 25      |
| 7            | Березовая  | 16     | 12      |

Далее составим баланс мощностей. При этом следует обратить внимание, что балансу активных мощностей сопутствует параметр частоты, а балансу реактивных мощностей – параметр напряжения.

Баланс мощности составляется для перспективных (заданных) нагрузок с учетом новых промышленных объектов (подстанция «Березовая»).

## 1.1 Баланс активных и реактивных мощностей

Соблюдение баланса активной мощности связано с достижением номинальной частоты в сети, а реактивной мощности – с требуемым уровнем напряжения.

### 1.1.1 Баланс активных мощностей

В каждый момент времени в систему должно поступать столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П},$$

где  $\sum P_{Г}$  – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_{П}$  – суммарное потребление мощности.

Заметим, что баланс активных мощностей в проектируемом сетевом районе, согласно исходным данным, обеспечивается за счет обменной мощности соседней энергосистемы. Базисный узел генерирует необходимое количество активной мощности при ее дефиците в сетевом районе либо потребляет ее при избытке.

Баланс активной мощности рассматривается для режима максимальных нагрузок ( $P_{Н} = P_{Н(\text{макс})}$ ).

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей  $\sum P_{Н}$ , собственных нужд (с.н.) электрических станций  $\sum P_{СН}$ , потерь мощности в линиях  $\sum \Delta P_{Л}$  и трансформаторах  $\sum \Delta P_{Т}$ :

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum P_{СН} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{Т}.$$

$$\sum P_{Н} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 = 212 \text{ МВт.}$$

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2...3% от мощности всех нагрузок:

$$\sum P_{Л} = 0,03 \sum P_{Н} = 6,36 \text{ МВт.}$$

Потери в трансформаторах ориентировочно составляют 1,2...1,5% от мощности нагрузки:

$$\sum P_{Т} = 0,015 \sum P_{Н} = 0,015 \cdot 212 = 3,18 \text{ МВт.}$$

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 12          |

Тогда:

$$\Sigma P_{\Pi} = \Sigma P_{\text{H}} + \Sigma P_{\text{Л}} + \Sigma P_{\text{T}} = 212 + 6,36 + 3,18 = 221,54 \text{ МВт.}$$

Таким образом, суммарная мощность, которая должна поступать из БУ для баланса активной мощности, составляет:

$$\Sigma P_{\text{C}} = 221,54 \text{ МВт.}$$

### 1.1.2 Баланс реактивных мощностей

Баланс по реактивной мощности проверяется для режима максимальных нагрузок ( $Q_{\text{H}} = Q_{\text{H(макс)}}$ ). Для выполнения условий баланса в проектируемом сетевом районе может быть обеспечен за счет обменной реактивной мощности соседней энергосистемы. Величина этой мощности определяется заданным коэффициентом мощности системы  $Q_{\text{C}} = P_{\text{C}} \text{tg} \varphi_{\text{C}}$ , который равен  $\text{tg} \varphi_{\text{C}} = 0 \dots 0,35$ .

$$Q_{\text{C}} = \text{tg} \varphi_{\text{C}} \cdot \Sigma P_{\text{C}} = 0,35 \cdot 221,54 = 77,5 \text{ МВАр.}$$

Следовательно, небаланс в сети будет составлять:

$$Q_{\text{C}} + \Sigma Q_{\text{З}} - \Sigma Q_{\text{П}}$$

где  $\Sigma Q_{\text{П}}$  – суммарная потребляемая мощность электрической сети.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей  $\Sigma Q_{\text{П}}$ , потерь мощности в линиях  $\Sigma \Delta Q_{\text{Л}}$ , и трансформаторах  $\Sigma \Delta Q_{\text{T}}$ :

$$\Sigma Q_{\text{П}} = \Sigma Q_{\text{H}} + \Sigma Q_{\text{Л}} + \Sigma Q_{\text{T}}$$

$$\Sigma Q_{\text{H}} = P_1 \text{tg} \phi_1 + P_2 \text{tg} \phi_2 + P_3 \text{tg} \phi_3 + P_4 \text{tg} \phi_4 + P_5 \text{tg} \phi_5 + P_6 \text{tg} \phi_6 + P_7 \text{tg} \phi_7 = 97 \text{ МВАр.}$$

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 13          |

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 4...6 % при 110 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности:

$$\Sigma Q_{Л} = 0,06 \Sigma Q_{Н} = 0,06 \cdot 97 = 5,82 \text{ МВАр.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5...9 % от полной мощности.

$$\Sigma Q_{Т} = 0,09 \cdot \Sigma Q_{Н} = 0,09 \cdot 97 = 8,73 \text{ МВАр.}$$

$$\Sigma Q_{П} = \Sigma Q_{Н} + \Sigma Q_{Л} + \Sigma Q_{Т} = 97 + 5,82 + 8,73 = 111,6 \text{ МВАр.}$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями  $Q_3$ , приблизительно можно брать: для одноцепных линий 110 кВ – 30 кВАр/км, для 150 кВ – 50 кВАр/км, для 220 кВ – 120 кВАр/км.

$$\Sigma Q_3 = Q_0 \cdot L_{\Sigma} = 49 \text{ МВАр.}$$

Сопоставляя суммарную реактивную потребляемую мощность с поступающей из БУ, можно определить по условию баланса необходимую мощность дополнительных компенсирующих устройств для сетевого района, а затем разнести ее по узлам потребления:

$$Q_C + \Sigma Q_3 - \Sigma Q_{П} = 77,5 + 49 - 111,6 = -14,9 \text{ МВАр.}$$

Таким образом, в сетевом районе наблюдается недостаток реактивной мощности. Для обеспечения баланса мощность компенсирующих устройств, работающих в режиме генерации реактивной мощности, составляет 14,9 МВАр. Принимаем в качестве компенсирующего устройства статические тиристорные компенсаторы (СТК). СТК представляют собой конструкцию, состоящую из батареи конденсаторов, реактора, выпрямительного блока и системы управления.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 14          |

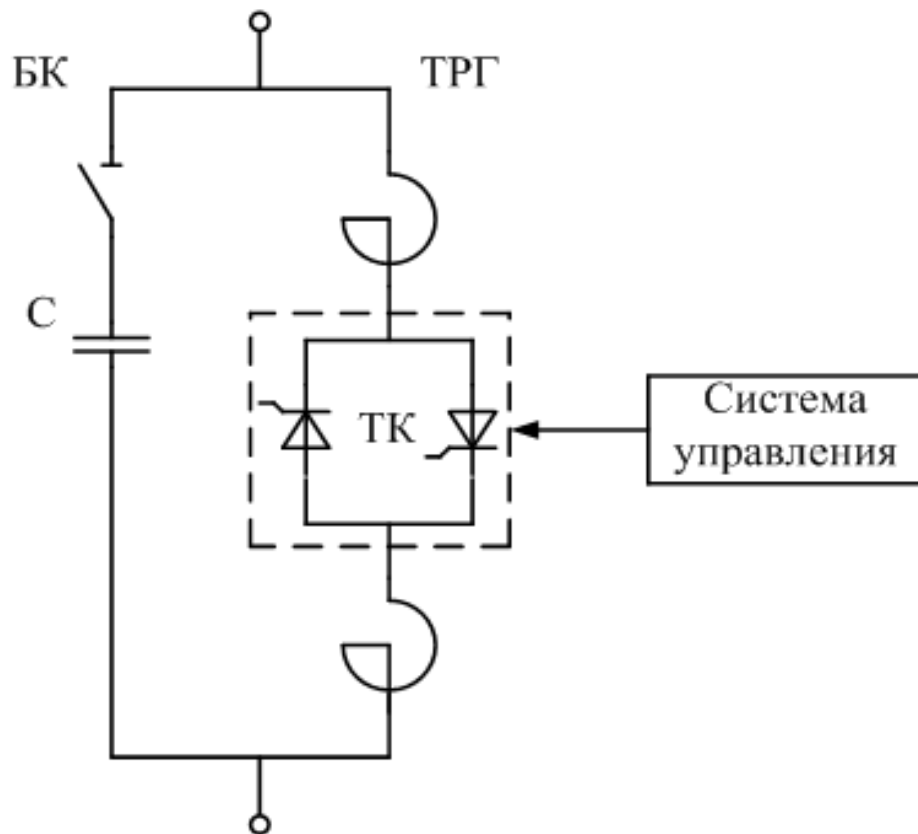


Рисунок 2 - Схема СТК для сети высокого напряжения

Схема состоит из нерегулируемой емкости БК и регулируемой тиристорно-реакторной группы. Мощность, поступающая в сеть, изменяется в зависимости от соотношения мощностей БК и реактора.

## 2 ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ СЕТИ

При развитии электрической сети можно наметить много вариантов конфигурации схемы сети, которые должны отвечать следующим требованиям:

1. Обеспечение надежности электроснабжения. Если рассматриваемые варианты существенно различаются по надежности электроснабжения, то рекомендуется производить экономическую оценку ущерба от недоотпуска электроэнергии.

2. Обеспечение нормируемого качества электроэнергии потребителей в соответствии с ГОСТ 13109-97 [1].

3. Схема сети должна быть достаточно гибкой, приспособленной к разным режимам, обусловленным изменением мощности источников или потребителей, а также плановыми или аварийными отключениями элементов сети; конфигурация и параметры сети должны обеспечивать возможность её дальнейшего развития без коренных перестроек.

4. Электрическая сеть должна обеспечивать рациональное сочетание сооружаемых линий с действующими, максимальное использование действующей сети с учетом её возможной реконструкции.

5. Схема сети должна строиться с максимальным охватом территории для комплексного электроснабжения всех расположенных здесь потребителей, при этом следует избегать сооружения протяженных малозагруженных участков, используемых только в послеаварийных режимах.

6. Построение сети должно учитывать вопросы экологии: уменьшение отчуждаемой для сетевого строительства земли, использование старых трасс, применение простых схем.

7. Одним из важнейших условий является обеспечение экономичности сооружения сети за счет внедрения новейших решений в области передачи электрической энергии, использования для её построения унифицированных элементов, рациональной организации строительно-монтажных работ.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 16          |



Основой рационального построения сети является применение простых типов конфигураций (радиальные, магистральные, замкнутые сети с одноцепными линиями на всех участках). Применение сложнзамкнутых конфигураций (многоконтурные схемы) нецелесообразно, т.к. это связано со сложными схемами подключения подстанций, с трудностями по обеспечению оптимальных режимов работы, с повышенными уровнями токов к.з. Однако, если простые схемы оказываются неудовлетворительными по техническим требованиям (линии не проходят по нагреву, не обеспечивается допустимая потеря напряжения), следует рассмотреть варианты сложных схем. Учитывая сказанное, намечают 5-6 вариантов сети. Необходимо подчеркнуть, что намечаемые варианты не должны быть случайными. Каждый вариант должен иметь ведущую идею построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т.д.).

Разработку вариантов электроснабжения рекомендуется выполнять по следующей схеме.

1. Наметить возможные источники мощности для всех потребителей, планируя осуществить их питание по кратчайшему пути.
2. Выделить подстанции, потребители которых требуют 100 % резерва по сети и наметить варианты их подключения.
3. Выделить подстанции, расположенные близко друг от друга, и предусмотреть их питание от общей сети.
4. Наметить удаленные подстанции, электроснабжение которых следует осуществить отдельными линиями.
5. Приблизительно оценить потоки мощности по сети, исключить малозагруженные линии. Приблизненные потоки мощности в сети можно рассчитать без учета потерь мощности в линиях и трансформаторах.

Наметим 6 вариантов развития сети. Расчет режимов будем производить в программе NetWORKS.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 17          |

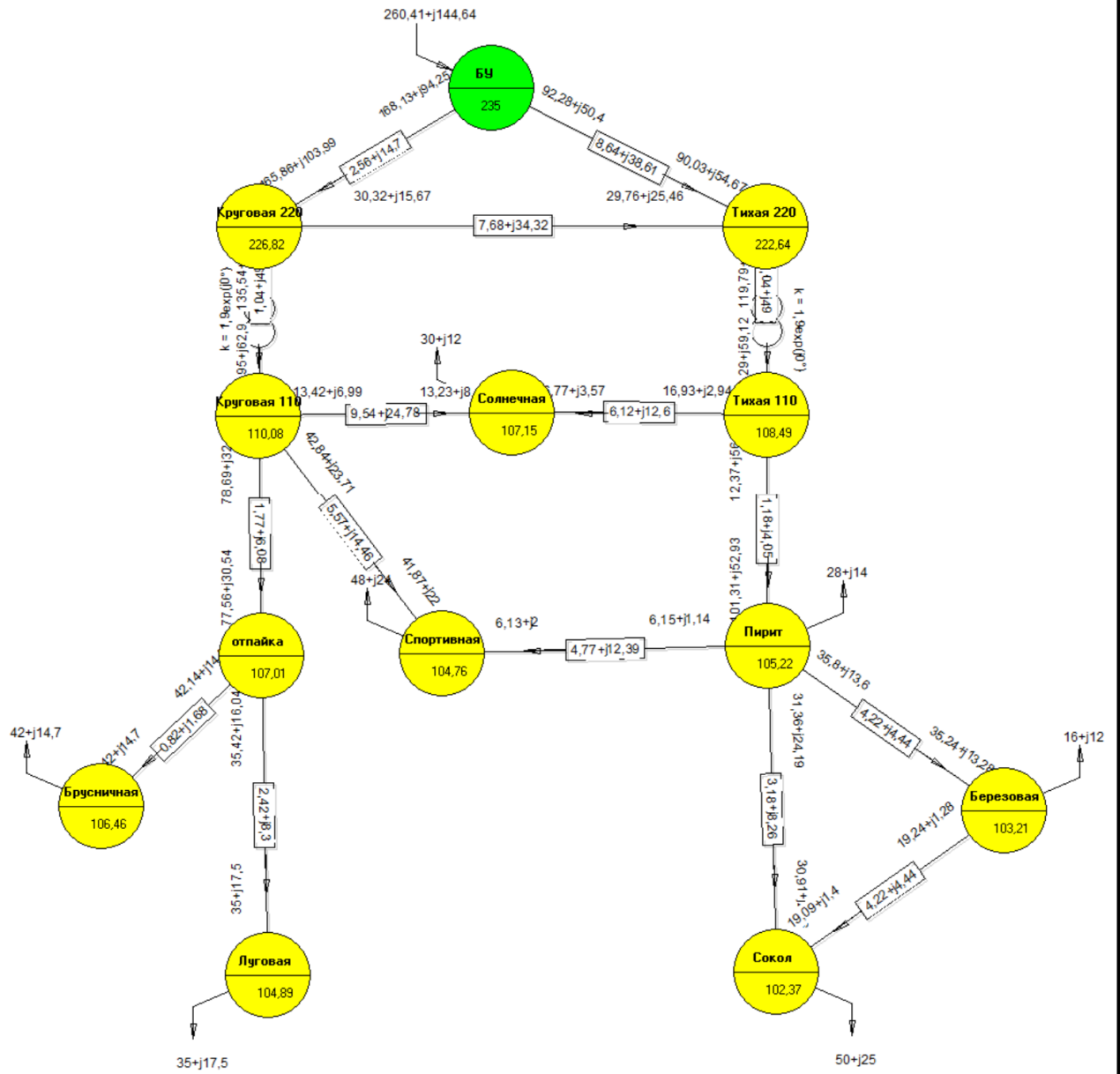


Рисунок 3 – Первый вариант развития электрической сети

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

ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР

Лист

18

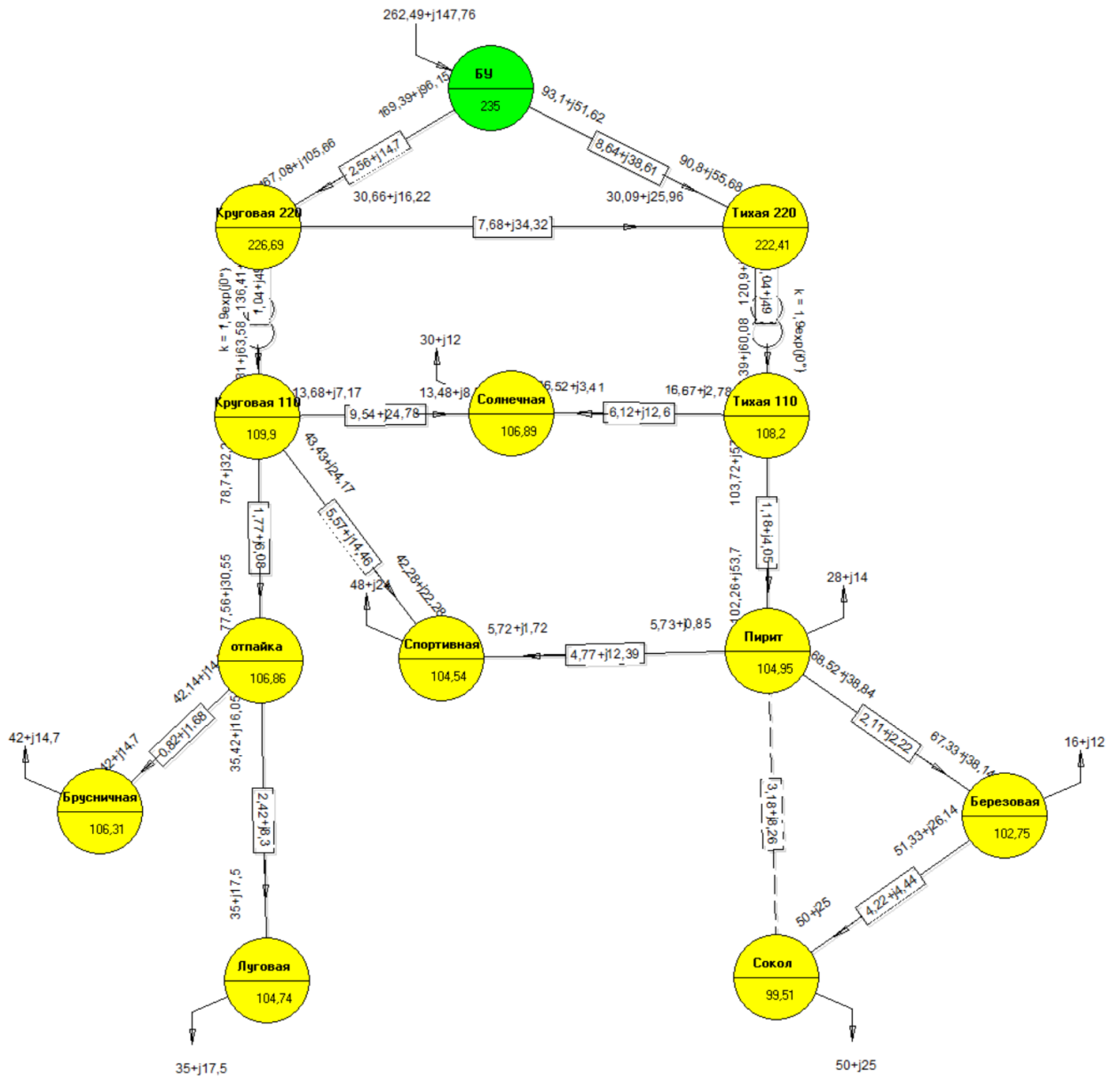


Рисунок 4 – Второй вариант развития электрической сети

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

ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР

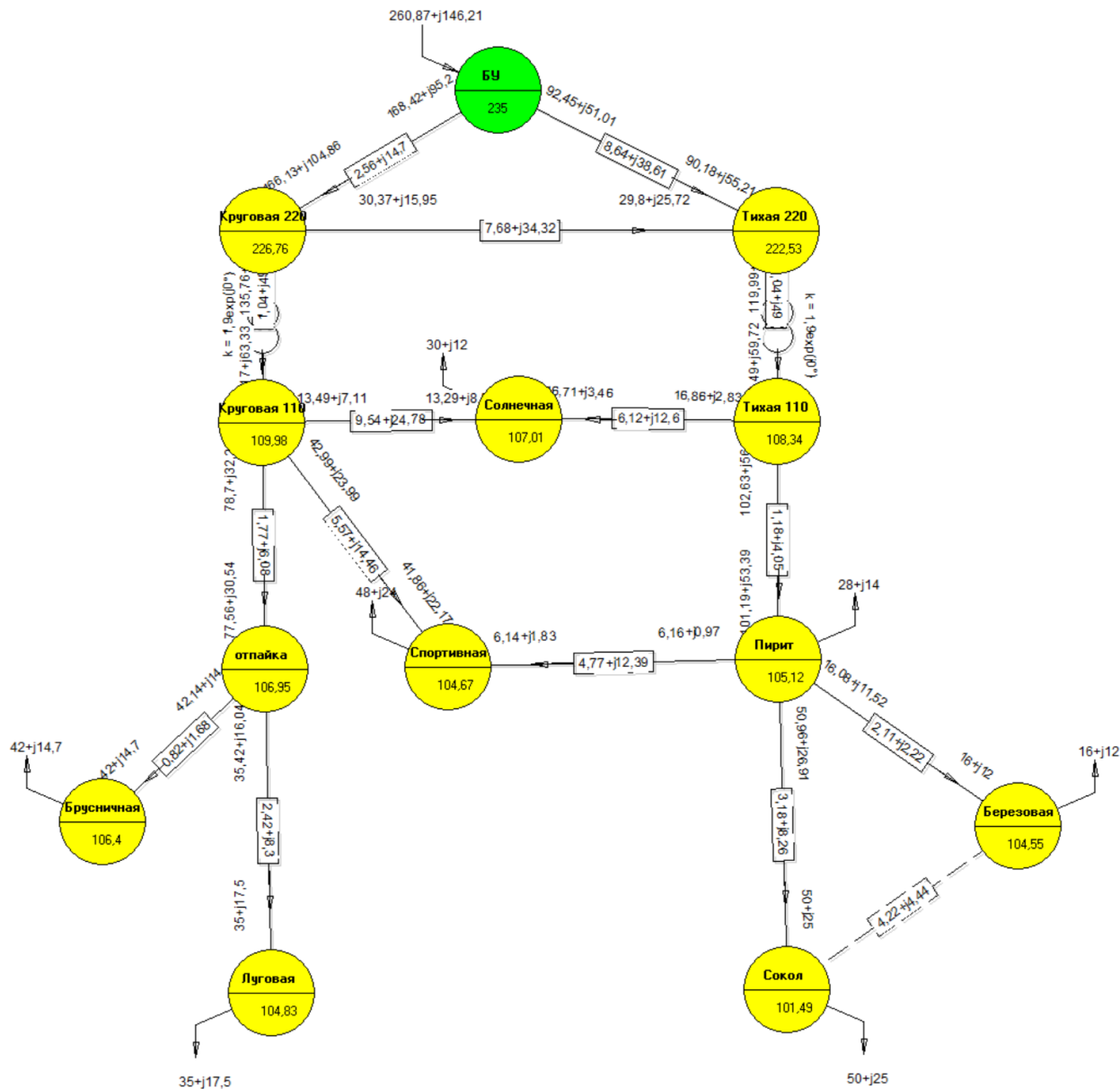


Рисунок 5 – Третий вариант развития электрической сети

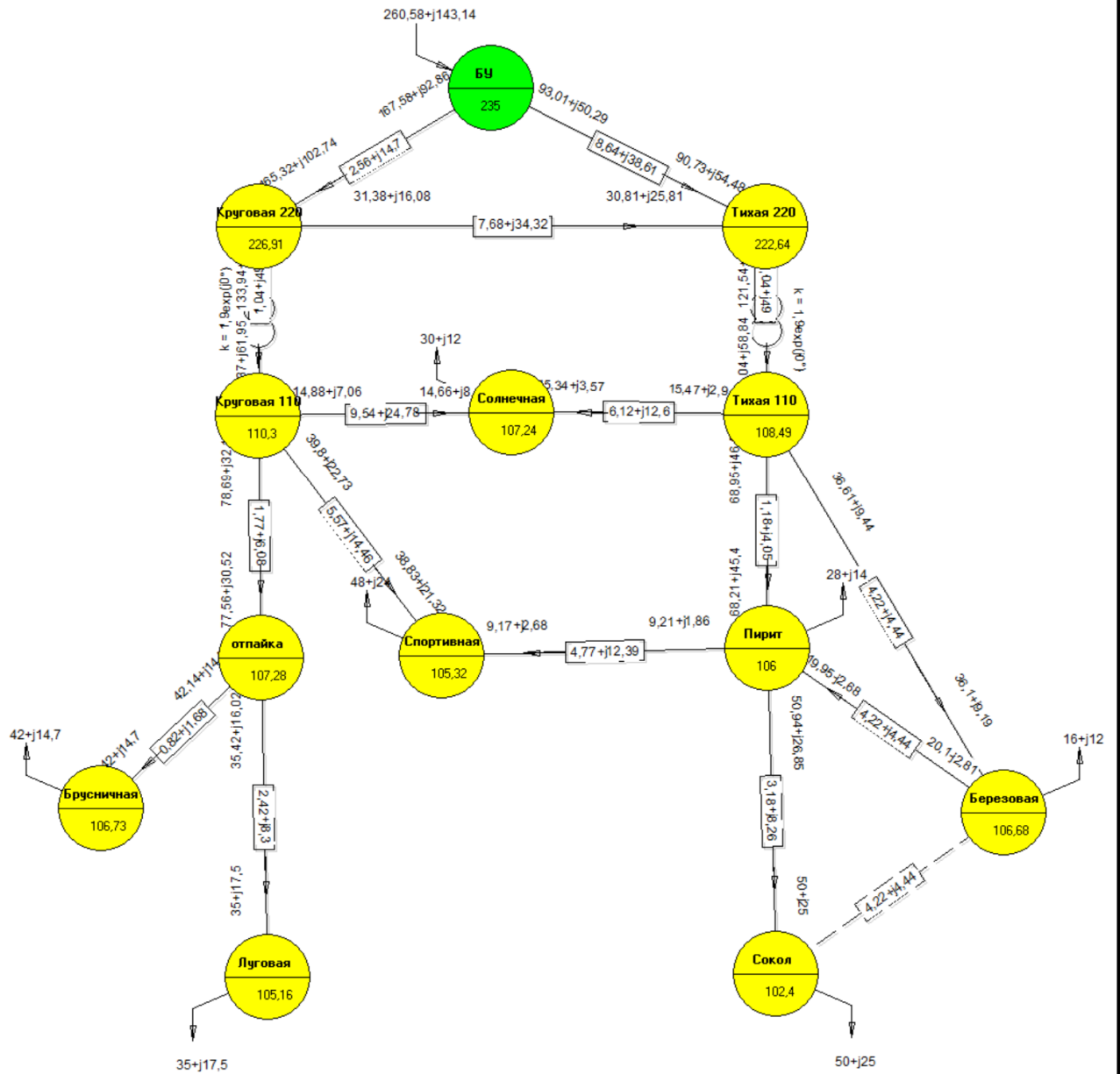


Рисунок 6 – Четвертый вариант развития электрической сети

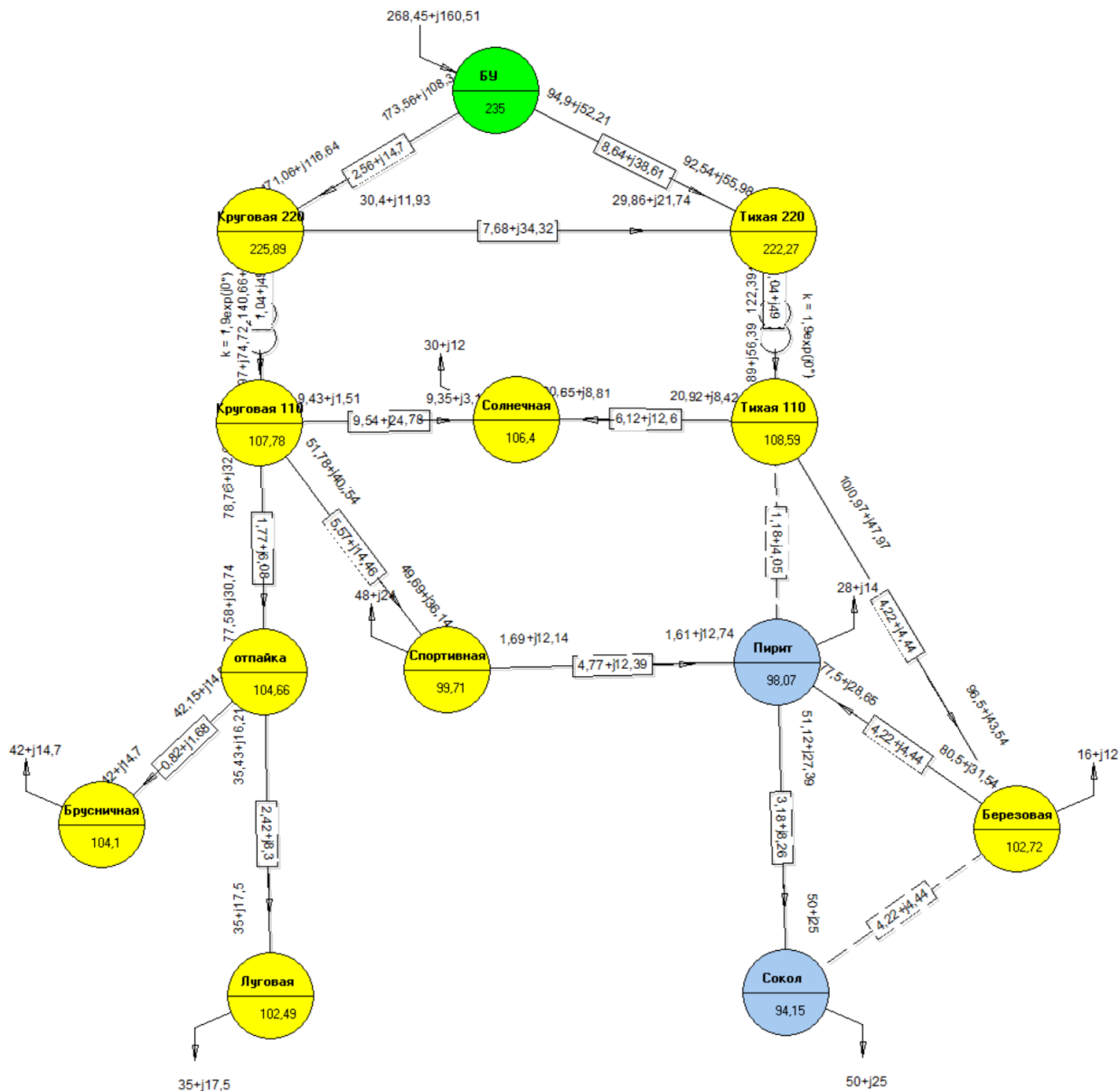


Рисунок 7 – Пятый вариант развития электрической сети

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

ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР

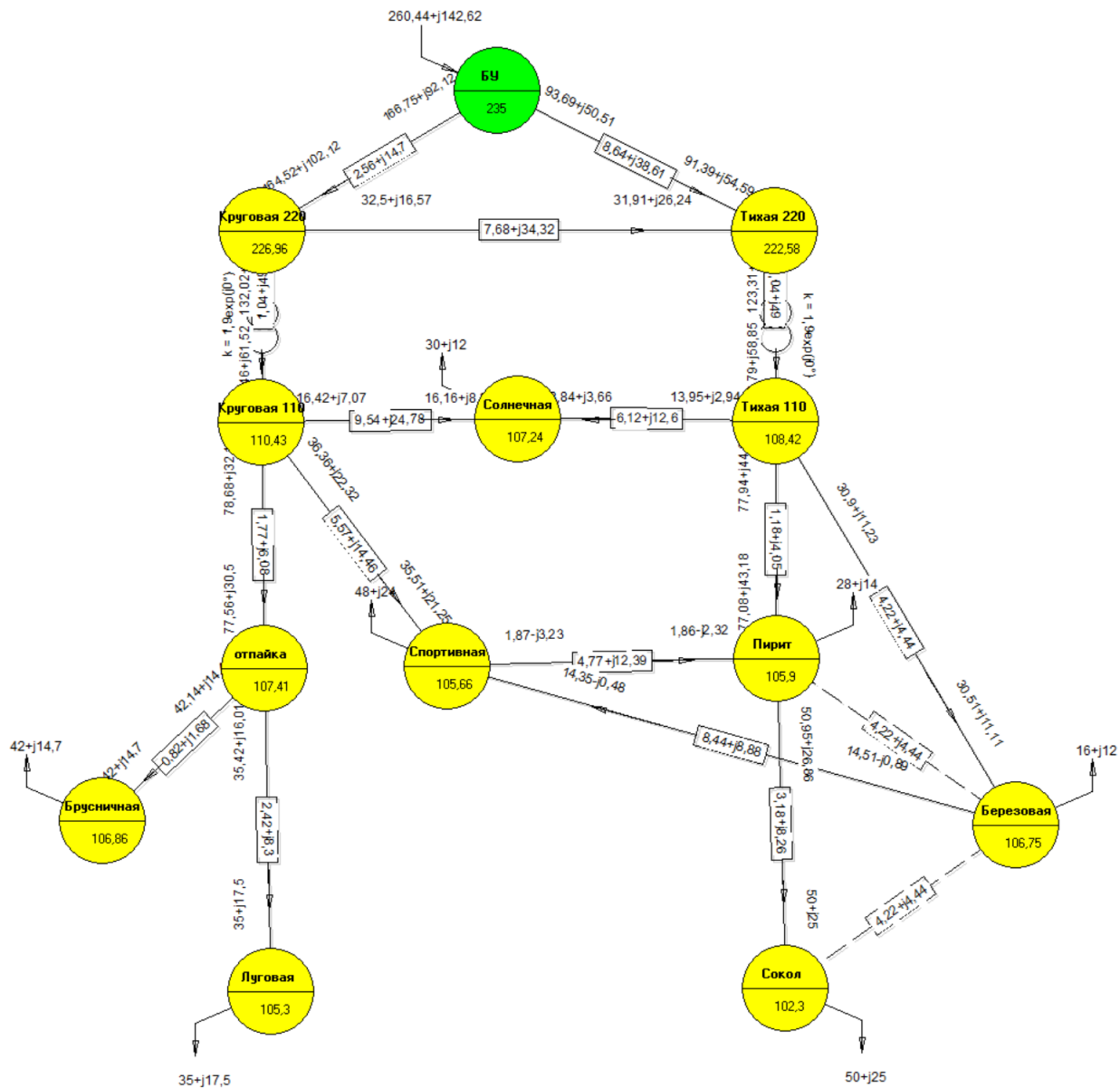


Рисунок 8 – Шестой вариант развития электрической сети

Далее принимаем решение о более детальном рассмотрении первого и третьего вариантов развития сети.

### 3 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Выбор экономических сечений проводов является одной из важнейших задач проектирования и сооружения электрических сетей, т.к. связан со значительными капиталовложениями, основными расходами проводниковых материалов, потерями мощности и электроэнергии в системах.

При выборе экономических сечений для линий напряжением до 500 кВ нужно пользоваться нормированными обобщенными показателями. К ним относятся:

- значения экономической плотности тока для основных районов страны;
- экономические токовые интервалы для каждой марки провода.

Для двух намеченных вариантов развития сети определим сечения ЛЭП подстанции «Березовая».

Найдем ток, протекающий по линии «Пирит-Березовая» в нормальном режиме:

$$I_{\text{П-Б}} = \frac{|S_{\text{П-Б}}|}{n \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{|35,8 + j13,6|}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 201 \text{ А.}$$

Сечение проектируемой линии электропередачи:

$$F = \alpha_{\text{Н}} \frac{I_{\text{НБ}}}{j_{\text{ЭК}}};$$

где  $j_{\text{ЭК}}$  – нормированное значение экономической плотности тока;

$I_{\text{НБ}}$  – расчетный ток линии при её эксплуатации (он должен соответствовать условиям нормальной работы сети, т.е. не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети);

$\alpha_{\text{Н}}$  – коэффициент, учитывающий изменение тока нагрузки по годам эксплуатации.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 24          |



В расчетах рассматриваем нормальный максимальный режим работы сети и принимаем  $\alpha_H = 1$ . Сечение, полученное в результате расчета, округляется до ближайшего стандартного.

Таким образом:

$$F = \frac{I_{П-Б}}{j_{ЭК}} = \frac{201}{1} = 201 \text{ мм}^2.$$

Исходя из проведенного выше расчета принимаем марку провода АС-240/32. Согласно [2] для АС-240/32  $I_{доп} = 610 \text{ А}$ .

Аналогично определим сечения остальных ЛЭП, результаты сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Выбор сечений новых ЛЭП

| Наименование    | Кол-во цепей | $S_{лин}, \text{ МВА}$ | $I_{лин}, \text{ А}$ | $I_{макс}, \text{ А}$ | Марка провода | $I_{доп}, \text{ А}$ |
|-----------------|--------------|------------------------|----------------------|-----------------------|---------------|----------------------|
| Вариант 1       |              |                        |                      |                       |               |                      |
| Пирит-Березовая | 1            | 35,8+j13,6             | 201                  | 201                   | АС-240/32     | 610                  |
| Сокол-Березовая | 1            | 19,24+j1,28            | 107,9                | 107,9                 | АС-120/19     | 390                  |
| Вариант 3       |              |                        |                      |                       |               |                      |
| Пирит-Березовая | 2            | 16,08+j11,52           | 54,8                 | 109,6                 | 2хАС-70/11    | 265                  |

Вывод: Выбранные марки проводов ЛЭП проходят проверку по длительно-допустимому току, а также проверку по короне и радиопомехам.

#### 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА

Оптимальный вариант развития сети характеризуется наименьшим значением полных приведенных к одному году затрат. При сравнении двух вариантов не будем учитывать одинаковые для схем элементы. Приведенные затраты вычисляются по формуле:

$$З = E_n K + И + \Delta W_\Gamma,$$

где  $K$  – капиталовложения в объект по укрупненным показателям;

$E_n$  – коэффициент эффективности капитальных вложений. В условиях нынешней экономической ситуации срок окупаемости проектов 5 лет;

$И$  – ежегодные издержки эксплуатации;

$\Delta W_\Gamma$  – ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии в элементах сети.

Рассмотрим более подробно процесс нахождения затрат для каждого из вариантов.

##### 4.1 Приведенные затраты для варианта № 1

Первый вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) Пирит-Березовая, АС-240/32, 10 км;
- 2) Сокол-Березовая, АС-120/19, 10 км;

Используя данные о стоимости строительства различных ЛЭП, а также зональный повышающий коэффициент, найдем стоимость строительства приведенных выше ЛЭП:

- 1)  $890 \cdot 10 \cdot 1,1 = 9\ 790$  тыс.руб;
- 2)  $850 \cdot 10 \cdot 1,1 = 9\ 350$  тыс.руб.

Всего в сети будет установлено 6 новых элегазовых ячеек выключателей на напряжение 110 кВ:

$$4 \cdot 1,1 \cdot 7\ 000 = 30\ 800 \text{ тыс.руб.}$$

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 26          |

Индекс изменения сметной стоимости на I квартал 2020 года по отношению к базовым ценам 2000 г. Для электроэнергетики составляет 3,99. Таким образом, суммарные капитальные затраты для первого варианта составляют:

$$K = (9790 + 9350) \cdot 3,99 + 30\,800 \cdot 3,99 = \\ = 76\,369 + 122\,892 = 199\,260 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем, % капитальных затрат для ВЛ составляют 0,8%, а для остального оборудования 5,9%.

Тогда:

$$И = 0,008 \cdot 76\,369 + 0,059 \cdot 122\,892 = 78\,616 \text{ тыс.руб.}$$

Определим ежегодные затраты на возмещение потерь энергии во всех элементах сети:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau,$$

где  $\Delta P_{\text{нб}}$  – наибольшие потери активной мощности в элементах сети при заданном максимуме нагрузки потребителей  $\Delta P_{\text{нб}} = 11,414$  МВт (значение потерь найдено при расчете в программе NetWorks);

$z_3$  – удельные затраты на возмещение потерь в электрических сетях, согласно [4], для Челябинской области  $z_3 = 1,929$  руб/кВт·ч;

$\tau$  – средневзвешенное время потерь для потребителей:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4925 \text{ ч}$$

В результате:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau = 11,414 \cdot 1,929 \cdot 4925 = 108\,437 \text{ тыс.руб}$$

В результате:

$$З = E_{\text{н}} K + И + \Delta W_{\Gamma} = 0,2 \cdot (199\,260) + 78\,616 + 108\,437 = 226\,905 \text{ тыс.руб.}$$

|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  | 27   |

#### 4.2 Приведенные затраты для варианта № 2

Второй вариант предполагает строительство следующих линий:

1) Пирит-Березовая, 2хАС-70/11, 10 км.

Стоимость строительства приведенных выше ЛЭП:

1)  $1440 \cdot 10 \cdot 1,1 = 15\,840$  тыс.руб;

Всего в сети будет установлено 4 новых элегазовых ячеек выключателей на напряжение 110 кВ:

$$4 \cdot 1,1 \cdot 7\,000 = 30\,800 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капитальные затраты для второго варианта составляют:

$$\begin{aligned} K &= (15\,840) \cdot 3,99 + 30\,800 \cdot 3,99 = \\ &= 63\,202 + 122\,892 = 186\,094 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

$$И = 0,008 \cdot 63\,202 + 0,059 \cdot 122\,892 = 77\,562 \text{ тыс.руб.}$$

Определим ежегодные затраты на возмещение потерь энергии во всех элементах сети:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau = 11,872 \cdot 1,929 \cdot 4925 = 112\,788 \text{ тыс.руб}$$

В результате:

$$З = E_{\text{н}} K + И + \Delta W_{\Gamma} = 0,2 \cdot (186\,094) + 77\,562 + 112\,788 = 227\,569 \text{ тыс.руб.}$$

#### 4.3 Сравнение приведенных затрат

Сравним между собой два варианта:

$$\left| \frac{z_2 - z_1}{(z_2 + z_1) / 2} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{227\,569 - 226\,905}{(227\,569 + 226\,905) / 2} \right| \cdot 100\% = 0,3\%.$$

Поскольку разница в затратах составляет не более 5%, то варианты являются равнозначными, принимаем второй вариант.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 28          |

## 5 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

Состояние электрической сети в любой момент времени называется режимом сети и характеризуется следующими параметрами режима: активной и реактивной мощностями в элементах сети; частотой; напряжением у потребителя и в узловых точках сети; величиной токов, протекающих по участкам сети; углами расхождения векторов ЭДС и напряжений; потерями мощности и падениями напряжений в элементах сети.

Задача расчёта режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и её потребители. По результатам расчёта оценивается экономичность работы сети, предлагаются эффективные способы снижения потерь энергии, устанавливаются уровни напряжения на подстанциях и мероприятия по поддержанию их в допустимых пределах.

Для определения состояния электрической сети ограничимся рассмотрением следующих характерных нормальных режимов:

- максимальных нагрузок в зимние сутки, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии;
- минимальных нагрузок в летние сутки.

Режимы наибольших и наименьших нагрузок энергосистемы во многих случаях могут считаться достаточно показательными, так как параметры остальных режимов должны находиться между рассчитанными предельными.

Для выявления максимальных значений потоков мощности необходимо рассмотреть особо тяжелый послеаварийный режим, возникающий при отключении либо наиболее загруженной линии, либо значительной генерирующей мощности. При этом нагрузки подстанций соответствуют максимальному режиму.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | <i>29</i>   |

## 5.1 Режим максимальных нагрузок

Карта сети в режиме максимальных нагрузок приведена на рисунке 9.

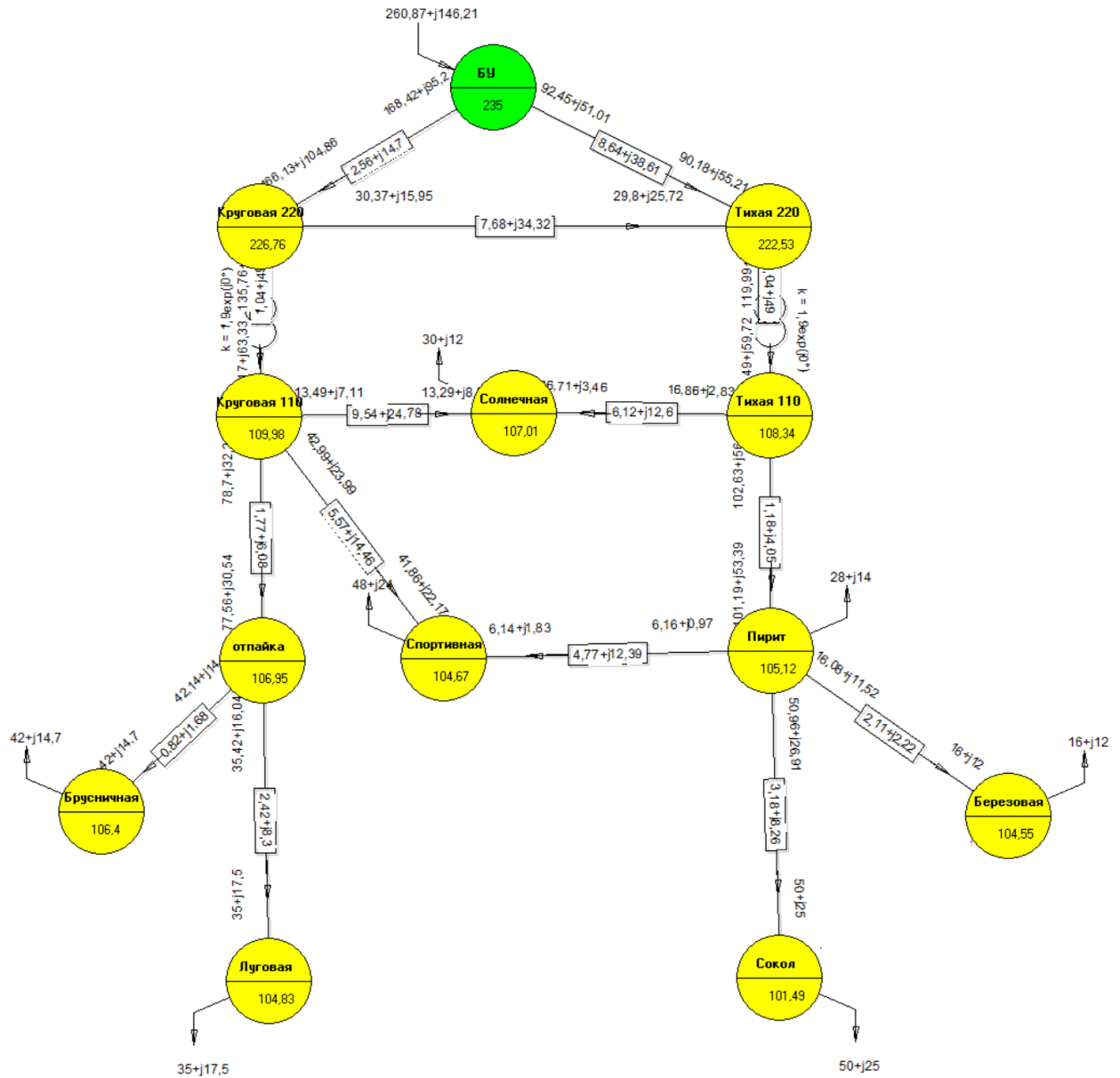


Рисунок 9 – Карта сети в режиме максимальных нагрузок

В таблице 5 приведена токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 5 – Токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме

| Название                   | $I_p$ , А | $I_{доп}$ , А | $j_p$ , А/мм <sup>2</sup> | $j_{эк}$ , А/мм <sup>2</sup> |
|----------------------------|-----------|---------------|---------------------------|------------------------------|
| БУ-Тихая220                | 267,1     | 690           | 0,821                     | 1                            |
| Круговая220-<br>Тихая220   | 94,2      | 690           | 0,281                     | 1                            |
| Круговая110-<br>Солнечная  | 82,6      | 510           | 0,382                     | 1                            |
| Тихая110-<br>Солнечная     | 91,6      | 450           | 0,664                     | 1                            |
| Пирит-Сокол                | 317,3     | 510           | 0,901                     | 1                            |
| Пирит-<br>Спортивная       | 34,7      | 510           | 0,305                     | 1                            |
| Круговая110-<br>Спортивная | 259,9     | 510           | 1,253                     | 1                            |
| Круговая110-<br>Отпайка    | 224,1     | 610           | 0,922                     | 1                            |
| Отпайка-<br>Луговая        | 106,4     | 610           | 0,437                     | 1                            |
| Отпайка-<br>Брусничная     | 120,5     | 450           | 0,793                     | 1                            |
| БУ-Круговая220             | 244       | 825           | 0,569                     | 1                            |
| Тихая110-Пирит             | 313,5     | 610           | 1,16                      | 1                            |
| Пирит-<br>Березовая        | 54,8      | 265           | 1,133                     | 1                            |

В таблице 6 приведены данные о напряжениях в узлах сети в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 6 – Данные о напряжениях в узлах сети

| Название     | U <sub>p</sub> , кВ | U <sub>ном</sub> , кВ | ΔU, % |
|--------------|---------------------|-----------------------|-------|
| Солнечная    | 107,28              | 110                   | -2,5  |
| Луговая      | 105,07              | 110                   | -4,5  |
| Брусничная   | 106,63              | 110                   | -3,1  |
| Спортивная   | 105,07              | 110                   | -4,5  |
| Пирит        | 105,9               | 110                   | -3,7  |
| Сокол        | 102,31              | 110                   | -7    |
| Березовая    | 105,13              | 110                   | -4,4  |
| Круговая 110 | 110,21              | 110                   | 0,2   |
| Круговая 220 | 226,89              | 220                   | 3,1   |
| Тихая 220    | 222,67              | 220                   | 1,2   |
| Тихая 110    | 108,6               | 110                   | -1,3  |

Токи в ветвях и напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, поэтому данный режим работы сети допустим. Для эксплуатируемых линий допускается превышение (вплоть до двухкратного) нормативных значений плотности тока вместо прокладки дополнительных линий или замены проводов на большие сечения, конечно, при выполнении допустимых условий по короне и по нагреву.

## 5.2 Режим минимальных нагрузок

Сначала найдем приведенные к шинам высшего напряжения мощности нагрузок, которые в минимальном режиме снижаются на 30 %, и приведем полученные значения в таблице 7.

Таблица 7 – Значения нагрузок в узлах в минимальном режиме

| Узел      | P, МВт | Q, МВАр |
|-----------|--------|---------|
| Солнечная | 21     | 8,4     |



Продолжение таблицы 7

|            |      |       |
|------------|------|-------|
| Луговая    | 24,5 | 12,25 |
| Брусничная | 29,4 | 10,3  |
| Спортивная | 33,6 | 16,8  |
| Пирит      | 19,6 | 9,8   |
| Сокол      | 35   | 17,5  |
| Березовая  | 11,2 | 8,4   |

На рисунке 10 показана карта режима сети в режиме минимальных нагрузок.

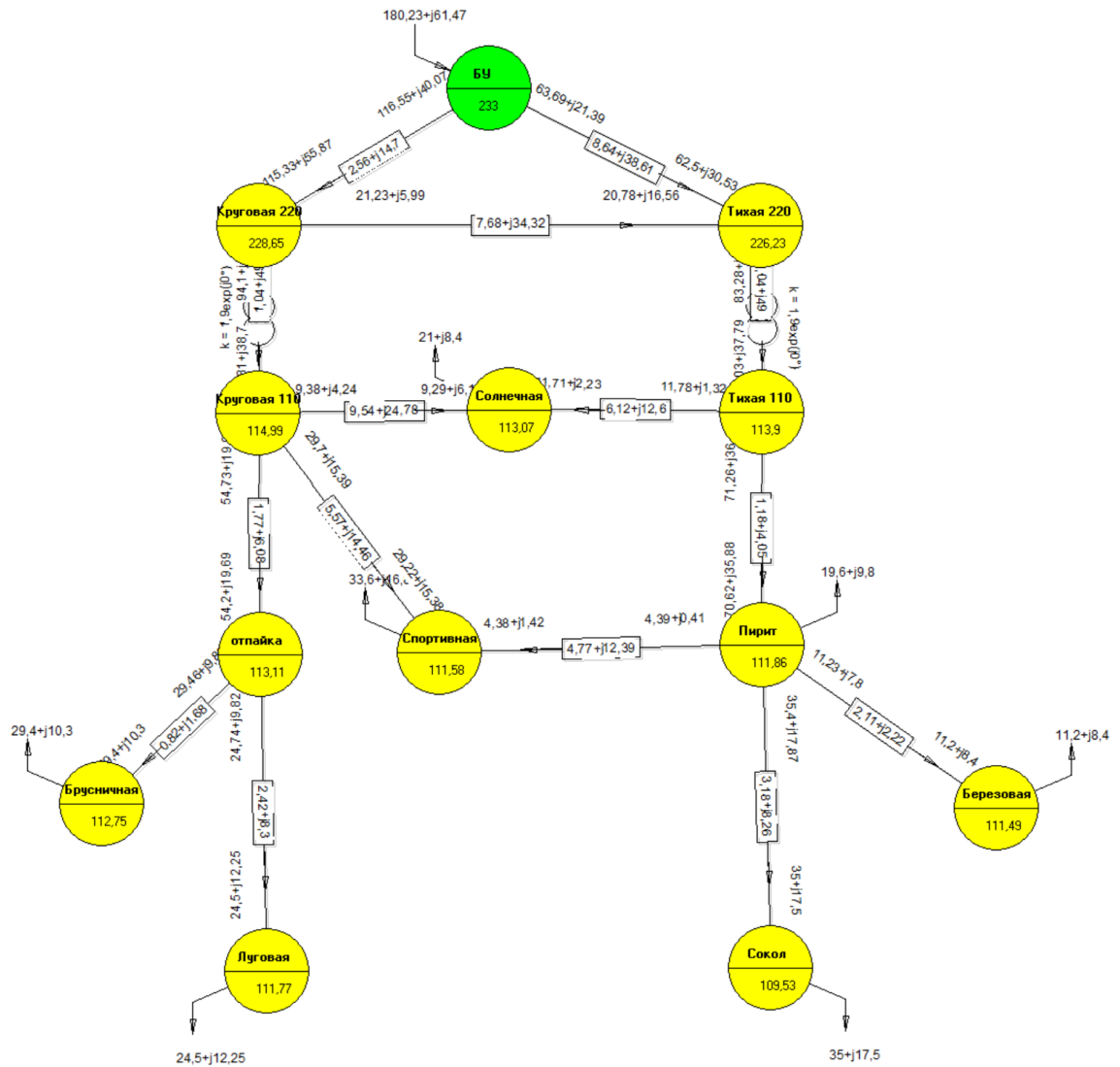


Рисунок 10 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок

В таблице 8 приведены данные о напряжения в узлах сети в режиме минимальных нагрузок.

Таблица 8 – Данные о напряжениях в узлах сети в минимальном режиме

| Название     | U <sub>p</sub> , кВ | U <sub>ном</sub> , кВ | ΔU, % |
|--------------|---------------------|-----------------------|-------|
| Солнечная    | 113,07              | 110                   | 2,8   |
| Луговая      | 111,77              | 110                   | 1,6   |
| Брусничная   | 112,75              | 110                   | 2,5   |
| Спортивная   | 111,58              | 110                   | 1,4   |
| Пирит        | 111,86              | 110                   | 1,7   |
| Сокол        | 109,53              | 110                   | -0,4  |
| Березовая    | 113,11              | 110                   | 2,8   |
| Круговая 110 | 228,65              | 220                   | 3,9   |
| Круговая 220 | 114,99              | 110                   | 4,5   |
| Тихая 220    | 226,23              | 220                   | 2,8   |
| Тихая 110    | 113,9               | 110                   | 3,5   |

Напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, поэтому данный режим работы сети допустим.

### 5.3 Послеаварийные режимы

Наиболее тяжелым послеаварийным режимом является отключение ЛЭП между Тихая110-Пирит. Приведем на рисунке 11 карту режима.

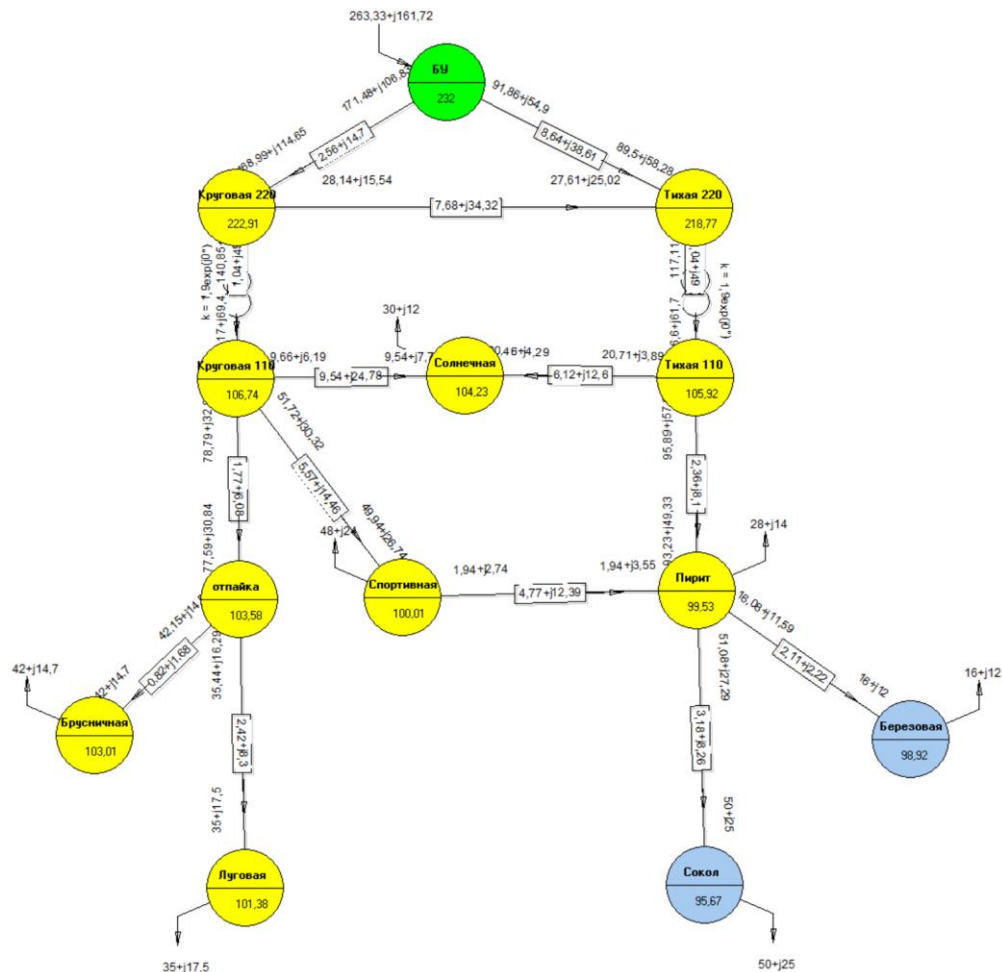


Рисунок 11 – Карта наиболее тяжёлого послеаварийного режима

Как видно из рисунка 11, в послеаварийном режиме напряжения в некоторых узлах сети снижаются до недопустимых значений. Принимаем решение об установке СТК на подстанции «Сокол» вследствие малого значения напряжения. Карта режима приедена на рисунке 12.

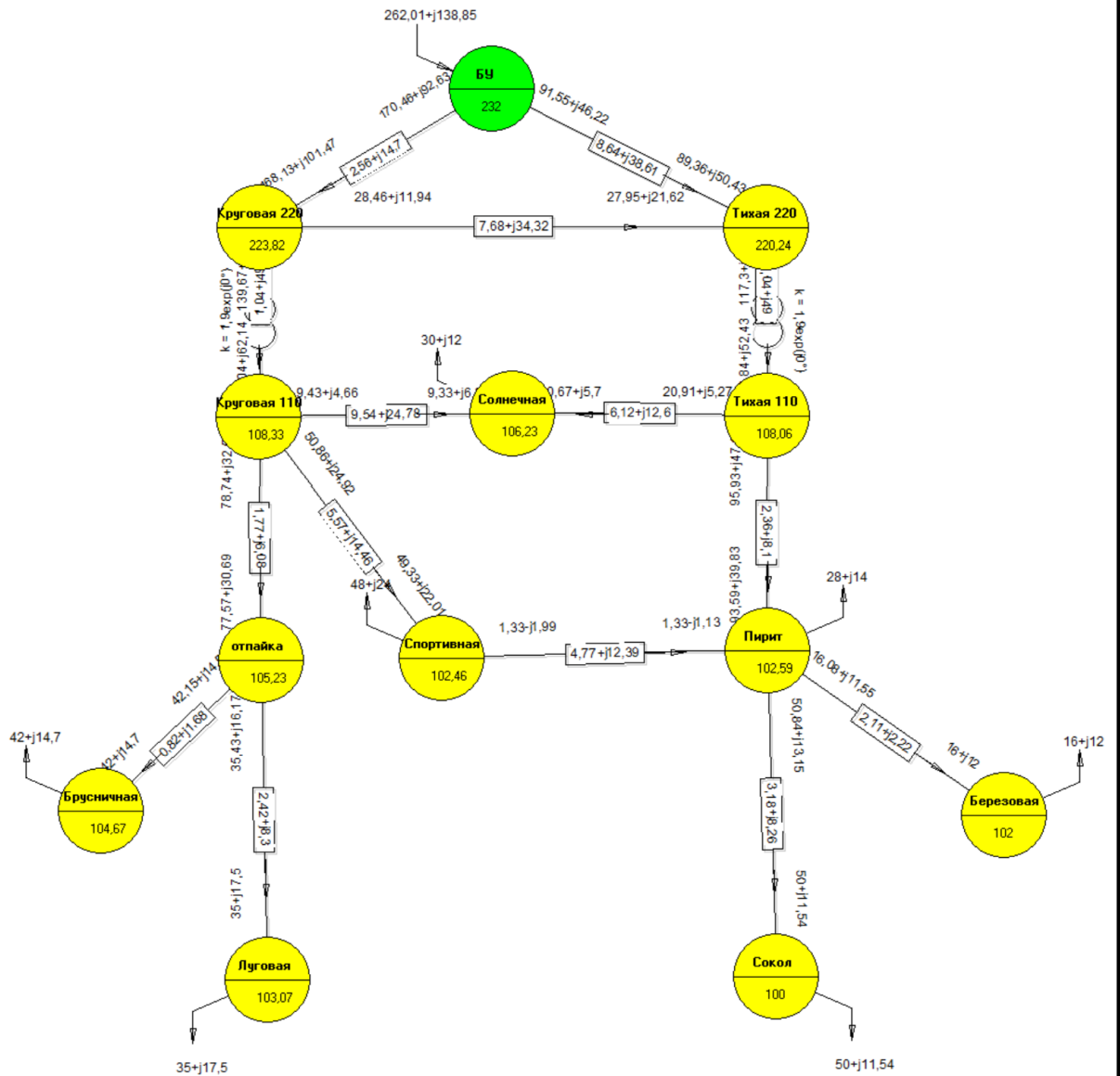


Рисунок 12 – Карта наиболее тяжёлого послеаварийного режима при введении СТК

При этом мощность СТК для восстановления напряжений в сети должна составлять:  $25-11,54=13,5$  МВАр.

Таблица 9 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

| Название             | $I_p$ , А | $I_{доп}$ , А |
|----------------------|-----------|---------------|
| БУ-Тихая220          | 262,3     | 690           |
| Круговая220-Тихая220 | 85,4      | 690           |

Продолжение таблицы 9

|                        |       |     |
|------------------------|-------|-----|
| Круговая110-Солнечная  | 58,5  | 510 |
| Тихая110-Солнечная     | 115,9 | 450 |
| Пирит-Сокол            | 295,9 | 510 |
| Пирит-Спортивная       | 11,6  | 510 |
| Круговая110-Спортивная | 303,2 | 510 |
| Круговая110-Отпайка    | 228   | 610 |
| Отпайка-Луговая        | 108,2 | 610 |
| Отпайка-Брусничная     | 122,5 | 450 |
| БУ-Круговая220         | 247,4 | 825 |
| Тихая110-Пирит         | 571,8 | 610 |
| Пирит-Березовая        | 56,2  | 265 |

Таблица 10 – Данные о напряжениях в узлах сети

| Название     | U <sub>p</sub> , кВ | U <sub>ном</sub> , кВ | ΔU, % |
|--------------|---------------------|-----------------------|-------|
| Солнечная    | 106,23              | 110                   | -3,4  |
| Луговая      | 103,07              | 110                   | -6,3  |
| Брусничная   | 104,7               | 110                   | -4,8  |
| Спортивная   | 102,46              | 110                   | -6,9  |
| Пирит        | 102,59              | 110                   | -6,7  |
| Сокол        | 100                 | 110                   | -9,1  |
| Березовая    | 102                 | 110                   | -7,3  |
| Круговая 110 | 108,33              | 110                   | -1,5  |
| Круговая 220 | 223,82              | 220                   | 1,7   |
| Тихая 220    | 220,24              | 220                   | 0,1   |
| Тихая 110    | 108,06              | 110                   | -1,8  |

Токи в ветвях и напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, поэтому данный режим работы сети допустим.

## 6 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

### «БЕРЕЗОВАЯ»

#### 6.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Трансформаторы (автотрансформаторы) следует выбирать трехфазные. Это обусловлено меньшими затратами материалов, меньшей стоимостью энергии по отношению к трехфазным группам из однофазных трансформаторов такой же мощности.

Количество трансформаторов на станциях и подстанциях определяется степенью ответственности нагрузок, которые в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» делятся на категории, экономической выгодностью количества включенных трансформаторов (автотрансформаторов) и нормами технологического проектирования.

Установка одного трансформатора возможна в следующих случаях:

- от подстанции питаются неответственные электроприемники, причем на случай отказа трансформатора предусмотрен централизованный трансформаторный резерв с возможностью замены поврежденного трансформатора в течение суток;
- для резервирования питания потребителей первой и второй категорий в сети низшего напряжения имеются вторые источники питания достаточной мощности.

В нашем случае необходимо установить два трансформатора (автотрансформатора) или трехфазные группы из однофазных трансформаторов такой же мощности, так как потребители могут относиться ко всем категориям надёжности.

Исходя из допустимой перегрузки на время максимума нагрузки на 40%, мощность каждого из двух автотрансформаторов или трехфазных групп из однофазных автотрансформаторов такой же мощности выбирается равной  $0,65 \div 0,7$  максимальной нагрузки подстанции. При аварийных режимах перегрузка трансформаторов на 40% допускается на время максимума общей су-

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 38          |

точной продолжительностью не более 6 часов в течении не более 5 суток, при условии, что до перегрузки трансформатор был загружен не более чем на 93%.

Таким образом:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{н}}}{k_{\text{п}}} = \frac{20}{1,4} = 14,3 \text{ МВА.}$$

Принимаем к установке два силовых трансформатора ТДН-16000/110.

Таблица 11 – Данные трансформатора ТДН-16000/110 [2]

| $S_{\text{ном}}$ , МВА | РПН                   | $U_{\text{вн}}$ , кВ | $U_{\text{нн}}$ , кВ | $u_{\text{к}}$ , % | $\Delta P_{\text{к}}$ , кВт | $\Delta P_{\text{х}}$ , кВт | $I_{\text{х}}$ , % |
|------------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------|
| 16                     | $\pm 9 \times 1,78\%$ | 115                  | 11                   | 10,5               | 85                          | 19                          | 0,7                |

## 6.2 Выбор схемы распределительного устройства

Схемы электрических соединений выбирают: по напряжению, по категории потребителя, по числу присоединений. Согласно данному критерию выбираем «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [3]. Высшее напряжение 110 кВ; подстанция тупиковая. Схема экономична, достаточно надежна.

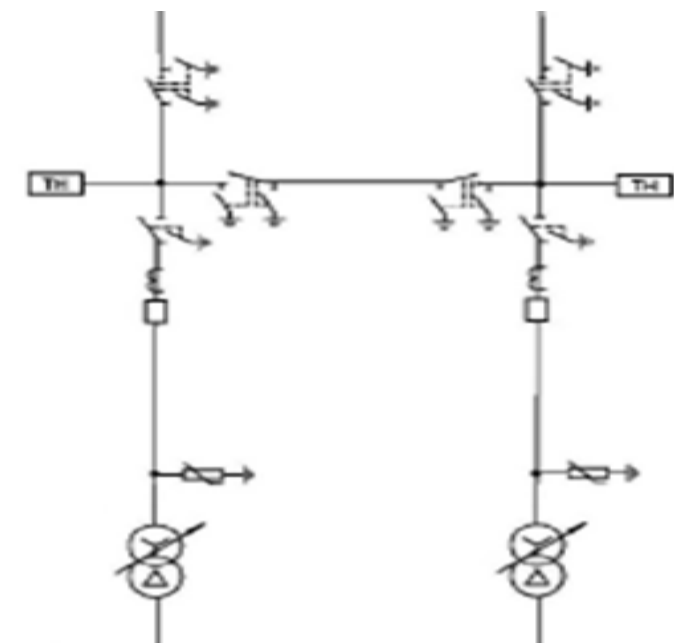


Рисунок 13 – Схема РУ ВН подстанции

Для РУ НН примем схему с одной секционированной системой сборных шин (рисунок 14) [3]. Основной причиной, определяющей такой режим работы, является требование снижения токов короткого замыкания, хотя в этом случае отказ от непосредственной параллельной работы трансформаторов имеет свои отрицательные последствия: разные уровни напряжения по секциям, неравномерная нагрузка трансформаторов и т.п. В данной схеме в нормальном режиме работы секционный выключатель отключен.

Достоинствами данной схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

К недостаткам можно отнести то, что при повреждении и последующем ремонте одной из секций ответственные потребители, нормально питающиеся от обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

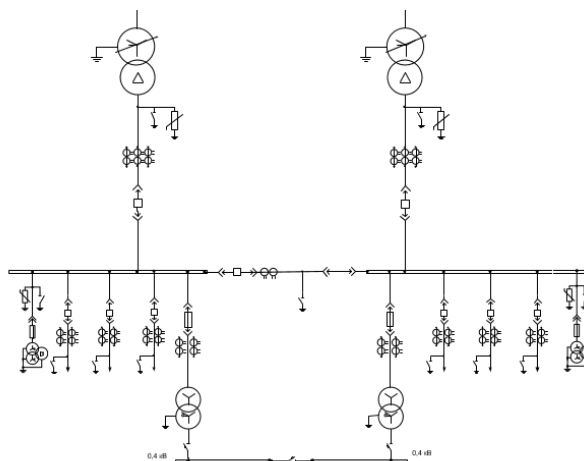


Рисунок 14 – Схема РУ НН

### 6.3 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

Нормальный режим:

$$I_{\text{пит.ЛЭП}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{(16 + j12) \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 52,5 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ТР}} = \frac{0,7 S_{\text{ТРАНЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 58,8 \text{ А.}$$



Утяжеленный режим:

$$I_{\text{пит.лэп.макс}} = \frac{S_{\text{ПС}} + S_{\text{ТРАНС}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{(16 + j12) \cdot 10^6}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 105 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ТР}} = \frac{1,4 S_{\text{ТРАНС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 117,6 \text{ А.}$$

Расчетные токи на стороне нижнего напряжения:

Нормальный режим

$$I_{\text{ТР.НН}} = \frac{0,7 S_{\text{ТРАНС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 615,8 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ОТХ.ЛЭП}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{20 \cdot 10^3}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 183,3 \text{ А.}$$

Утяжеленный режим:

$$I_{\text{ТР.НН}} = \frac{1,4 S_{\text{ТРАНС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1,4 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231,7 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ОТХ.ЛЭП.МАКС}} = 2 I_{\text{ОТХ.ЛЭП}} = 366,6 \text{ А.}$$

#### 6.4 Расчет токов короткого замыкания

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» при напряжении 110 кВ электрическая сеть выполняется с эффективно заземленной нейтралью. Нейтраль силового трансформатора заземляют, чтобы не создавать запас изоляции, так как это не эффективно. Тогда при замыкании фазы на землю ток короткого замыкания резко возрастает, релейная защита реагирует на этот ток и отключает установку. При таком повреждении в сети напряжение «здоровых» фаз тоже увеличивается, но до величины  $1,4U_{\phi}$  (или  $0,8U_{\text{лин}}$ ) и длится только на время короткого замыкания. В сетях 110 кВ иногда токи однофазного короткого замыкания превышают токи трехфазного, а аппа-

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 41          |

ратуру и токоведущие части в основном выбирают по трехфазному короткому замыканию, поэтому часть нейтралей разземляют, тем самым, увеличивая сопротивление и уменьшая токи однофазного короткого замыкания (рис. 15).

ЗОН – заземлитель однополюсный наружной установки;

ОПН – ограничитель перенапряжений, защищает нейтраль от перенапряжений при разомкнутом ЗОН.

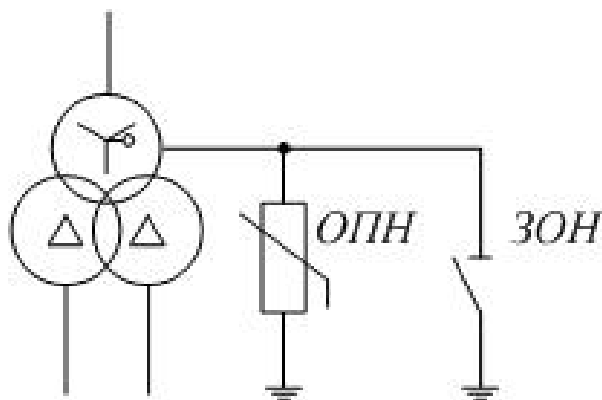


Рисунок 15 – Схема нейтрали трансформатора

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Отключающие аппараты (выключатели, предохранители) проверяют, кроме того, по отключающей способности. Для этого необходимо определить расчетные токи короткого замыкания, предварительно составив расчетную схему и наметив расчетные точки короткого замыканий. В качестве расчетной точки короткого замыкания следует принимать точку, при повреждении в которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток.

Составим схему замещения. На данной схеме ЭДС системы равно 1 в относительных единицах. Сопротивления трансформатора приводим к ступени высшего напряжения также в относительных единицах.

Расчетная схема приведена на рисунке 16.

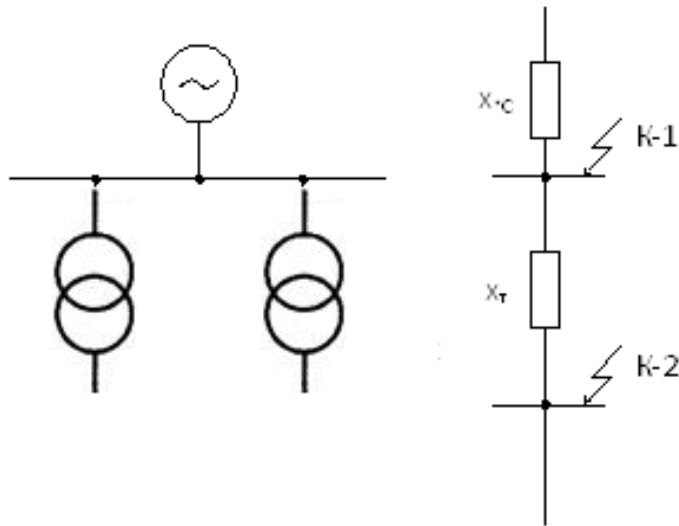


Рисунок 16 – Расчетная схема

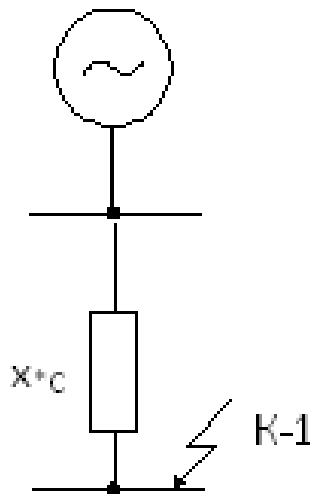


Рисунок 17 – Схема замещения

ЭДС эквивалентной системы  $E_1=1$ , ее сопротивление  $x_1=x_c=0,022$ .

Определим базисный ток:

$$I_{6110} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp\_cr}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{n,0} = I_{n,r} = \frac{0,502}{0,022} = 17,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 17,9 \cdot 1,608 = 40,7 \text{ кА},$$

где  $k_y=1,608$  – ударный коэффициент взят из [4], «Система, связанная с шинойми, где рассматривается КЗ, воздушными ЛЭП напряжение 110 кВ».

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 10,5 кВ (точка К2).

Базисный ток:

$$I_{б_{10,5}} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср_{ст}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,54 \text{ кА}.$$

Расчетное сопротивление трансформаторов:

$$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,656.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0 \text{ КЗ2}} = I_{п,т} = \frac{I_{б_{10,5}}}{x_{*C} + x_{*T}} = \frac{5,54}{0,028 + 0,656} = 8,2 \text{ кА}.$$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 8,2 \cdot 1,82 = 21,1 \text{ кА}.$$

## 6.5 Ограничение токов короткого замыкания

Анализируя полученные токи короткого замыкания видим, что применять средства для ограничения токов нет смысла. Отключающая способность элегазовых выключателей с запасом превышает ударные токи КЗ.

6.6 Выбор коммутирующих аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений

Выключатели выбирают:

1. По напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ .
2. По длительному току  $I_{ном} \leq I_{ном}$ ;  $I_{тах} \leq I_{ном}$ .

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 44          |

3. По отключающей способности.

4. По ГОСТ 687-78Е отключающая способность характеризуется:

- номинальным током отключения  $I_{отк\_ном}$ ;
- допустимым относительным содержанием аperiodической составляющей тока в токе отключения  $\beta_n, \%$ ;

5. Нормированным параметром ПВН.

Выберем к установке элегазовый баковый выключатель ВЭБ-110 и разъединители горизонтально-поворотные РГП-СЭЩ-110.

Номинальный ток отключения должен быть больше наибольшего возможного значения периодической составляющей ТКЗ в месте установки выключателя.

- Аperiodическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя не должна превышать значения, нормированного для выключателя.

Аperiodическая составляющая ТКЗ в произвольный момент времени определяется по формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ.1}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_a}\right)},$$

где  $T_a = 0,02$  – постоянная времени затухания, с;

$t$  – сумма минимального значения времени срабатывания РЗ и минимального времени отключения выключателя, с.

$$\tau = t_{РЗ.МИН} + t_{О.В.МИН},$$

где  $t_{РЗ.МИН} = 0,01$  – минимальное значение времени срабатывания РЗ, с;

$t_{О.В.МИН} = 0,035$  – минимального время отключения выключателя, с;

$$t = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  | 45   |

Тогда апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени 0,045 с:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 17,9 \cdot e^{\left(\frac{-0,045}{0,02}\right)} = 2,5 \text{ кА.}$$

- Выключатель должен выдерживать электродинамическое и термическое воздействие ТКЗ.

Количественная оценка степени термического воздействия ТКЗ производится с помощью интеграла Джоуля:

$$B_K = I_{п.о}^2 (t_{отк} + T_a) = 17,9^2 \cdot (1,055 + 0,02) = 221 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

где  $t_{отк} = t_{р.з} + t_{отк.в} = 1 + 0,055 = 1,055$ . Здесь  $t_{р.з}$  – время действия основной релейной защиты;  $t_{п.в}$  – полное время отключения выключателя по справочнику.

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Разъединители выбираются по номинальному напряжению, длительному току, электродинамической и термической стойкости.

Сопоставим расчетные параметры выключателя и разъединителя с каталожными:

Таблица 12 – Сопоставление данных выключателя и разъединителя [5,6]

| Расчет                             |          | Каталожные данные  |                                     |
|------------------------------------|----------|--|-------------------------------------|
| Параметр                           | Значение | Выключатель  | Разъединитель                       |
| $I_{\text{макс}}, \text{ А}$       | 117,6    | $I_{\text{в.ном}} = 2150 \text{ А}$  | $I_{\text{р.ном}} = 1250 \text{ А}$ |
| $I_{\text{к.п}}^{(3)}, \text{ кА}$ | 17,9     | $I_{\text{о.ном}} = 40 \text{ кА}$   | –                                   |
| $i_y, \text{ кА}$                  | 40,7     | $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$  | $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$    |
| $i_a, \text{ кА}$                  | 2,5      | $i_{\text{а.доп}} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{о.ном}} = 31,8 \text{ кА}$ | –                                   |
| $B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | 221      | 7500 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$  | 7500 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$   |

### Выбор типа комплектного распределительного устройства

Распределительное устройство на напряжение 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ серии КУ-10 для внутрен-

ней установки. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа. Проверка разъединителей КРУ не производится

КРУ серии КУ-10 комплектуются вакуумными выключателями ВР2.

Собственное время отключения выключателя ВР2  $t_{с.в.}=0,035$  с.

$$i_{атВН} = \sqrt{2}I_{П0}e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 21,1 \cdot e^{-\frac{0,01+0,035}{0,05}} = 12,7 \text{ кА};$$

$$i_{а.номВН} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{отк.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31,5}{100} = 17,8 \text{ кА};$$

Термическая стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где  $B_k$  – тепловой импульс по расчету,

$$B_k = I_{П0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$t_{отк} = t_{рз.мах} + t_в = 1 + 0,07 = 1,07 \text{ с.}$$

$t_{рз.мах} = 1$  с – максимальное время действия релейной защиты;

$t_в$  – полное время отключения выключателя. Согласно [7]  $t_в = 0,07$  с.

$I_{тер}$  – ток термической стойкости. Согласно [7]  $I_{тер} = 31,5$  кА;

$t_{тер}$  – время протекания тока термической стойкости. Согласно [7]  $t_{тер} = 3$  с.

Таким образом,

$$B_{к.ВН} = I_{П0}^2 (t_{отк} + T_a) = 21,1^2 \cdot (1,07 + 0,02) = 485,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 T_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 13 – Проверка выключателей силового трансформатора

| Каталожные параметры                         | Расчетные параметры                     | Проверка                       |
|--|---|--------------------------------|
| $U_{ном}=10$ кВ                              | $U_{уст}=10$ кВ                         | $U_{ном.выкл} \geq U_{ном.ВН}$ |
| $I_{ном}=1600$ А                             | $I_{мах}=1231,7$ А                      | $I_{ном} \geq I_{мах}$         |
| $I_{отк.ном}=31,5$ кА                        | $I_{П0}=8,2$ кА                         | $I_{отк.ном} \geq I_{П0}$      |
| $i_{а.ном}=17,8$ кА                          | $i_{ат}=12,7$ кА                        | $i_{а.ном} \geq i_{ат}$        |
| $i_{дин.}=102$ кА                            | $i_y=21,1$ кА                           | $i_{дин.} \geq i_y$            |
| $B_{к.ном}=2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k=485,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{к.ном} \geq B_k$           |

Таблица 14 – Проверка выключателей отходящего присоединения

| Каталожные параметры                | Расчетные параметры              | Проверка                       |
|-------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|
| $U_{ном}=10$ кВ                     | $U_{уст}=10$ кВ                  | $U_{ном.выкл} \geq U_{ном.ВН}$ |
| $I_{ном}=630$ А                     | $I_{max}=366,6$ А                | $I_{ном} \geq I_{max}$         |
| $I_{отк.ном}=31,5$ кА               | $I_{п0}=8,2$ кА                  | $I_{отк.ном} \geq I_{п0}$      |
| $i_{а.ном}=17,8$ кА                 | $i_{ат}=12,7$ кА                 | $i_{а.ном} \geq i_{ат}$        |
| $i_{дин.}=102$ кА                   | $i_{у}=21,1$ кА                  | $i_{дин.} \geq i_{у}$          |
| $B_{к.ном}=2977$ кА <sup>2</sup> ·с | $B_{к}=485,3$ кА <sup>2</sup> ·с | $B_{к.ном} \geq B_{к}$         |

### 6.7 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

1. по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

2. по номинальному току

$$I_{раб.мах} \leq I_{1ном},$$

(причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей);

3. по конструкции и классу точности;
4. по электродинамической стойкости.
5. по термической стойкости.

Выбранный тип выключателя ВЭБ-110 имеет встроенные во ввода трансформаторы тока типа ТВ-110 [8].

Данные расчетов для выбора трансформатора приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Трансформаторы тока

| Виды проверки               | Условия выбора и проверки  | Расчетные данные | Каталожные данные    |
|-----------------------------|----------------------------|------------------|----------------------|
|                             |                            |                  | Трансформатор ТВ-110 |
| По напряжению установки, кВ | $U_{ном} \geq U_{сетином}$ | 110              | 110                  |



Продолжение таблицы 15

|   |                              |       |      |
|---|------------------------------|-------|------|
| По длительному току,<br>А                                 | $I_{MAX} \leq I_{НОМ}$       | 105   | 150  |
|   |                              | 117,6 | 150  |
| Проверка на электро-<br>динамическую стой-<br>кость, кА   | $i_{УДАРН} \leq i_{ДИНАМИЧ}$ | 40,7  | 125  |
| Проверка на термиче-<br>скую стойкость, кА <sup>2</sup> с | $B_K \leq I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР}$ | 177,8 | 1200 |

Выбор класса точности определяет назначение трансформатора тока. В соответствии с ПУЭ:

а) трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3;

б) обмотки трансформаторов тока для присоединения счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;

в) для технического учёта допускается применение трансформаторов тока класса точности 1.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи  $Z_2$  не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки  $Z_{2НОМ}$ , Ом, т.е.

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$$

Схема подключения приборов изображена на рисунке 18.

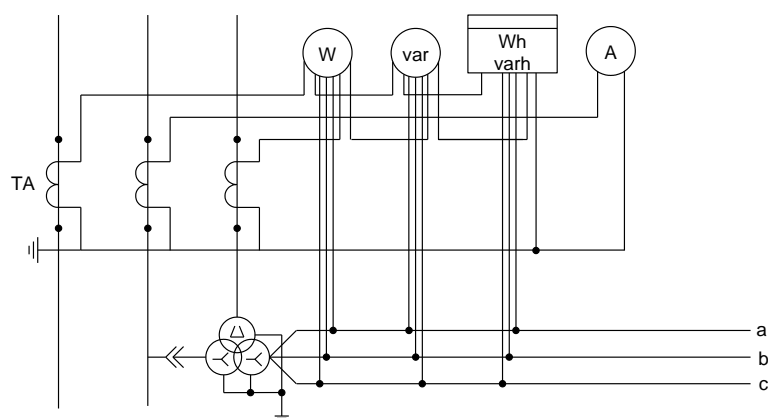


Рисунок 18 – Схема подключения приборов к трансформаторам тока

Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

| Прибор                               | Тип    | Нагрузка фазы, ВА |     |     |
|--------------------------------------|--------|-------------------|-----|-----|
|                                      |        | А                 | В   | С   |
| Амперметр                            | ЩП72   | 0,5               | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр                             | РМ-300 | 0,5               | -   | 0,5 |
| Варметр                              | СР3020 | 0,5               | -   | 0,5 |
| Счетчик ватт-часов                   | ЕА05   | 2,5               | -   | 2,5 |
| Счетчик вольт-ампер часов реактивный | ЕА05   | 2,5               | -   | 2,5 |
| Итого:                               |        | 6,5               | 0,5 | 6,5 |

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{1^2} = 6,5 \text{ Ом},$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока;  $I_2$  - номинальный вторичный ток. Самые загруженные трансформаторы тока установлены в фазах А и С.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{ПРОВ}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{КОНТАКТОВ}} = 20 - 6,5 - 0,1 = 13,4 \text{ Ом},$$

где  $z_{2\text{НОМ}}$  - номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, равна 20 Ом (из каталога);  $r_{\text{КОНТАКТОВ}}$  - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом, поскольку число приборов больше 3. В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) не менее 2,5 мм<sup>2</sup>. Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 75 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{13,4} = 0,11 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности принимаем многожильный контрольный кабель с резиновой изоляцией и поливинилхлоридной герметизирующей оболочкой без защитного покрова КРВГ с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

### Выбор трансформатора тока на стороне НН подстанции

К установке принимаем трансформаторы тока с литой изоляцией ТОЛ-СЭЦ-10. Выполним проверку трансформаторов тока по рабочим и аварийным токам. Результаты приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Параметры трансформатора тока ввода [9]

| Расчетные данные                   | Каталожные данные                               |
|------------------------------------|---|
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$          | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$                       |
| $I_{max} = 1231,7 \text{ А}$       | $I_{1ном} = 1500 \text{ А}$                     |
| $i_y = 21,1 \text{ кА}$            | $i_{дин} = 128 \text{ кА}$                      |
| $B_k = 485,3 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_{гер}^2 t_{гер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ |

Проверим трансформатор тока ввода по вторичной нагрузке для цепей измерения, используя схему подключения (рис.19) и каталожные данные приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

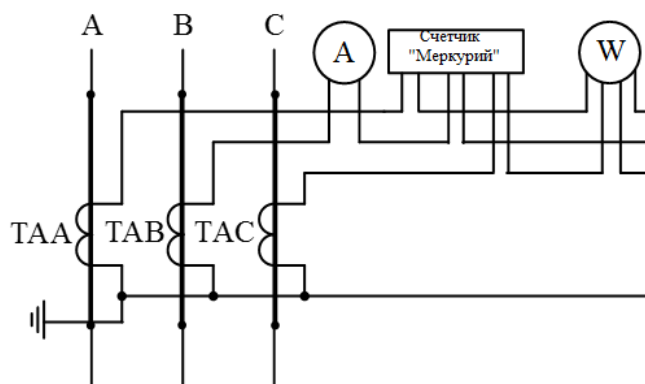


Рисунок 19 – Схема подключения измерительных приборов к ТТ ввода

Таблица 18 – Вторичная нагрузка ТТ ввода

| Прибор                              | Тип                            | Нагрузка фазы, ВА |     |     |
|-------------------------------------|--------------------------------|-------------------|-----|-----|
|                                     |                                | А                 | В   | С   |
| Амперметр                           | DigiTOP AM-3                   | -                 | 0,5 | -   |
| Счётчик активной/реактивной энергии | Меркурий 230 ART<br>00 PQRSIDN | 0,1               | 0,1 | 0,1 |
| Ваттметр                            | ЦЛ8516                         | 0,5               | -   | 0,5 |
| Итого:                              |                                | 0,6               | 0,6 | 0,6 |

Все фазы ТТ являются одинаково загруженными. Определим общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность наиболее загруженного ТТ, ВА;

$I_{2\text{ном}} = 5$  – номинальное значение вторичного тока ТТ, А;

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом.}$$

Примем сопротивление контактов  $r_{\text{конт}} = 0,1$  Ом.

Провода с медными жилами ( $\rho = 0,0175$ ) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций и агрегатами с мощностью по 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ( $\rho = 0,0283$ ). В качестве соединительных проводов в соответствии с ПУЭ применяем многожильные контрольные кабели АКВВГ с сечением (по условию прочности)  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление соединительного провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho L_{\text{расч}}}{S_{\text{к}}} = \frac{0,0283 \cdot 3}{2,5} = 0,034 \text{ Ом},$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала жил кабеля, для алюминиевого кабеля  $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ;

$L_{\text{расч}}$  – расчетная длина контрольного кабеля;

$S_{\text{к}}$  – сечение контрольного кабеля,  $\text{мм}^2$ .

Вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,024 + 0,1 + 0,034 = 0,158 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ при номинальной мощности:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Отсюда следует, что:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$0,156 < 1,2,$$

следовательно, нагрузка на выбранный ТТ не превышает заданное значение.

Рассмотрим цепи отходящей линии 10 кВ.

Сравним расчетные и каталожные данные, результат занесем в таблицу 19.

Таблица 19 – Параметры трансформатора тока отходящего присоединения [9]

| Расчетные данные                            | Каталожные данные   |
|---|---|
| $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$            | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$                              |
| $I_{\text{мах}} = 366,6 \text{ А}$          | $I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А}$                             |
| $i_{\text{у}} = 21,1 \text{ кА}$            | $i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$                             |
| $B_{\text{к}} = 485,3 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ |

Перечень необходимых измерительных приборов в цепи отходящей линии 10кВ выбираем по ПУЭ, схема включения приборов показана на рис.20.

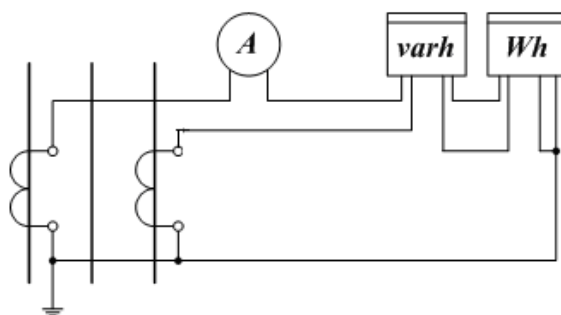


Рисунок 20 – Схема подключения измерительных приборов к ТТ отходящего присоединения

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определим нагрузку по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка

| Прибор                              | Тип                         | Нагрузка фазы, ВА |   |     |
|-------------------------------------|-----------------------------|-------------------|---|-----|
|                                     |                             | A                 | B | C   |
| Амперметр                           | DigiTOP AM-3                | 0,5               | - | -   |
| Счётчик активной/реактивной энергии | Меркурий 230 ART 00 PQRSIDN | 0,1               | - | 0,1 |
| Итого:                              |                             | 0,6               | - | 0,1 |

Из таблицы 20 видно, что наиболее загружены трансформаторы фаз А.

Определим общее сопротивление приборов , где  $I_2 = 5 \text{ A}$ :

$$r_{\text{приб}} = 5,5 / 5^2 = 0,22 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов где  $z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$  для класса точности 0,5;  $r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$ , так как приборов 3:

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом.}$$

Для подстанции с НН 10 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочно длина которого в ячейке на линии 10 кВ - 4 м, трансформатор тока соединен в неполную звезду, поэтому  $I_{расч} = \sqrt{3} \cdot I$ , тогда сечение определяем:

$$q = 0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4 / 0,13 = 1,508 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ сечением 4 мм<sup>2</sup>.

### 6.8 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности и по вторичной нагрузке. Сечения проводов в цепях трансформаторов напряжения определяются по допустимой потере напряжения. На входе высокого напряжения выбираем НАМИ-110-УХЛ1 [14].

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил 4 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

#### Выбор трансформатора напряжения секции шин 10 кВ

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции шин. Выбранные ранее шкафы КРУ комплектуются трансформаторами напряжения типа НАМИ-10 [8]. Перечень приборов, подключаемых к ТН, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Нагрузка НАМИ-10

| Прибор    | Тип   | S, ВА | Число приборов | Потребляемая мощность, ВА |
|-----------|-------|-------|----------------|---------------------------|
| Вольтметр | Э-335 | 4     | 1              | 4                         |
| Ваттметр  | Д-335 | 2,5   | 3              | 7,5                       |
| Варметр   | Д-335 | 2,5   | 3              | 7,5                       |

Продолжение таблицы 21

|  |                                |     |       |      |
|--|--------------------------------|-----|-------|------|
| Счётчик актив-<br>ной/реактивной энергии | Меркурий 230 ART<br>00 PQRSIDN | 7,5 | 1     | 7,5  |
|  |                                |     | Итого | 26,5 |

Номинальная мощность вторичных обмоток в классе точности 0,2 составляет 90 ВА. Следовательно, выбранный ТН проходит проверку по вторичной нагрузке.

### 6.9 Выбор токоведущих частей для РУ ВН

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. В общем случае проводится проверка по экономической плотности тока, по допустимому току при работе в максимальном режиме, а также выбранное сечение проверяется на термическое действие тока короткого замыкания. Для нашего случая необходимо выполнить только проверку по допустимому току в максимальном режиме, поскольку сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений проверке по экономической плотности тока не подлежат. Также и шины, выполненные голыми проводами на открытом воздухе, на термическое действие тока короткого замыкания не проверяются. При напряжении 110 кВ используются провода фазы для соответствия требованиям по условию короны (минимально допустимое по условиям коронирования сечение для напряжения 110 кВ - 70 мм<sup>2</sup> [2]).

Сечение провода для токоведущих частей, соединяющих линии и трансформаторы со сборными шинами выбираем исходя из максимального тока, протекающего через рассматриваемые присоединения. Ранее было установлено, что  $I_{\max}=117,6$  А. Исходя из этого, в качестве ошиновки выбираем провод АС-70/11 с допустимым длительным током  $I_{\text{доп.}}=265$  А [2].

Проверка на электродинамическую стойкость не требуется, потому что  $I_{\text{п0}}=17,9$  кА < 20 кА. Проверка на термическое действие тока КЗ также не требуется, поскольку шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 56          |



Сечение сборных шин выбираем исходя из тока, протекающего через них в наиболее тяжелом режиме. Ранее было установлено, что в наиболее тяжелом режиме  $I_{\max}=117,6$  А. Исходя из этого, в качестве ошиновки выбираем провод АС-70/11 с допустимым длительным током  $I_{\text{доп.}}=265$  А.

#### 6.10 Разработка схем питания собственных нужд подстанции

м Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева выключателей, шкафов; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей; компрессорные установки; освещение и отопление; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения. Наиболее ответственные потребители - оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов.

На всех подстанциях необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН).

Таблица 22 – Количество ячеек КРУ

| Назначение               | Количество |
|--------------------------|------------|
| Вводы 1-2 секции         | 2          |
| Секционный выключатель   | 1          |
| Секционный разъединитель | 1          |
| ТСН1 и ТСН2              | 2          |
| ТН 1-2 секции            | 2          |
| Отходящие присоединения  | 6          |
| Итого                    | 14         |

Определим суммарную активную нагрузку.

Таблица 23 – Суммарная нагрузка

| Вид потребителя                   | Мощность на единицу, кВт | Количество | Мощность, кВт |
|-----------------------------------|--------------------------|------------|---------------|
| Охлаждение трансформаторов        | 2                        | 2          | 4             |
| Подогрев выключателей             | 1,8                      | 7          | 12,6          |
| Подогрев ячеек КРУ 10 кВ          | 1                        | 14         | 14            |
| Потребление ОПУ                   | 60                       | 1          | 60            |
| Потребление ЗРУ                   | 10                       | 1          | 10            |
| Освещение ОРУ                     | 5                        | 1          | 5             |
| Маслохозяйство                    | 75                       | 1          | 75            |
| Подзарядно-зарядный агрегат<br>АБ | 25                       | 2          | 50            |
| Итого                             |                          |            | 230,6         |

Определим полную мощность нагрузки СН по формуле:

$$S_{\text{СН}} = k_{\text{С}} \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi},$$

где  $k_{\text{С}} = 0,8$  – коэффициент спроса;

$P_{\Sigma}$  – суммарная активная нагрузка, кВт;

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \cdot \frac{230,6}{0,9} = 205 \text{ кВА.}$$

Выбираем ТСН типа ТМГ-250/10-У1 [11].

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 6-35 кВ (в данном случае 10 кВ).

Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд; секционный разъединитель нормально разомкнут. Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями.

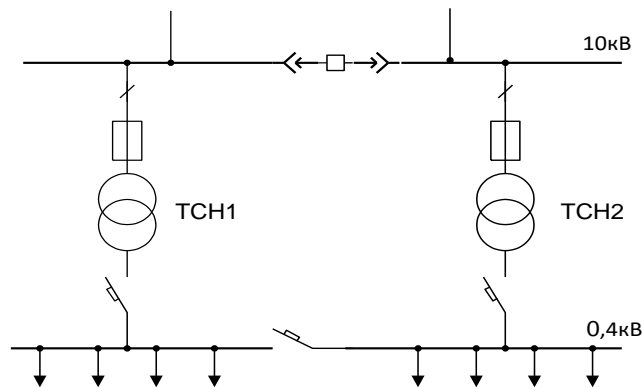


Рисунок 21 – Схема питания собственных нужд подстанции

### 6.11 Выбор аккумуляторной батареи

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей резервных особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на электростанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

Емкость аккумуляторной батареи определяется длительностью питания нагрузки электродвигателей, нагрузки аварийного освещения и преобразовательных агрегатов. Номер батареи, выбранный по условию питания длительной нагрузки, должен проверяться по уровню напряжения на шинах при действии суммарной толчковой и длительной нагрузок. При этом должны учитываться пусковые характеристики одновременно включаемых электродвигателей постоянного тока и суммарные токи приводов выключателей.

На подстанциях 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядноподзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда.

На подстанциях 110...220 кВ устанавливается одна АБ и два зарядноподзарядных агрегата.

Расчет аккумуляторной батареи:

- Число основных элементов  $n_0$ , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{пз}}} = \frac{230}{2,23} = 103 \text{ элемента,}$$

где  $U_{\text{ш}}$  – максимальное напряжение на шинах батареи (230 В);

$U_{\text{пз}}$  – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 В).

- В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе  $U_9^{\text{max}} = 2,35$  В к шинам присоединяется минимальное число элементов  $n_{\text{min}}$ :

$$n_{\text{min}} = \frac{U_{\text{ш}}}{U_9} = \frac{230}{2,35} = 98 \text{ элементов.}$$

- В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе  $U_9^{\text{min}} = 1,75$  В, а на шинах батареи не ниже номинального ( $U_{\text{ш}}^{\text{min}} = 220$  В) к шинам подключается общее число элементов  $n$ :

$$n = \frac{220}{1,75} = 125 \text{ элементов,}$$

- К тиристорному зарядноподзарядному агрегату присоединяется:

$$n_{\text{зп}} = n - n_{\text{min}} \text{ элементов}$$

$$n_{\text{зп}} = 27 \text{ элементов}$$

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме  $I_{\text{ав}}$ . Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей  $I_n$  и временной нагрузки  $I_{\text{вр}}$  потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

Для аккумуляторов типа Varta типовой номер определяют по допустимому току разряда  $I_{\text{разр}}$  при получасовом режиме разряда:

$$I_{\text{разр}} \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}},$$

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 60          |

где  $I_{ав} = I_n + I_{вр}$  – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 110...500 кВ – 15...25 А;

временную нагрузку для подстанций 110...500 кВ можно принять равной 65...75А.

$$I_{ав} = 15 + 65 = 80 \text{ А}$$

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot 80 = 84 \text{ А}$$

По таблице характеристики элементов VARTA bloc (таблица 5, [3]) выбираем тип аккумуляторной батареи:

$$Vb 2305 : I_{разр} = 222,5 \text{ А.}$$

Условное обозначение аккумуляторов серии VARTA bloc:

Vb - стационарные, намазные закрытого исполнения;

2 - Напряжение, В;

3 - Тип положительных электродов 3 = 50 Ач;

05 - Число положительных электродов.

- Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.мах}$$

где  $I_{разр(30'')}$  – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{т.мах} = I_{ав} + I_{пр}$  – максимальный толчковый ток;

$I_{пр}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей.

По таблице технической характеристики элегазового выключателя ВГБУ-110 ток потребления электромагнита включения и отключения -  $I_{пр} = 2,3 \text{ А}$ .

$$I_{т.мах} = I_{ав} + I_{пр} = 80 + 2 \cdot 2,3 = 84,6 \text{ А.}$$

Для батареи типа Vb 2305 :  $I_{разр(30'')} = 650 \text{ А}$ .

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |  | 61          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  |             |

Т.е. условие  $I_{\text{разр}(30^\circ)} \geq I_{\text{т.мах}}$  выполняется, значит батарея данного типа подходит для установки на подстанции.

- Выполняют проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока:

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

$$I_{\text{р}(k=1)} = \frac{I_{\text{т.мах}}}{k},$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин = 5.

Т.е.  $I_{\text{р}(k=1)} = \frac{I_{\text{т.мах}}}{k} = 84,6 / 5 = 16,92 \text{ А.}$

По рис. 3 [3], на котором представлены кривые зависимости напряжения на аккумуляторе типа Varta с пластинами емкостью 50 и 100 А·ч соответственно от тока разряда в расчете на одну пластину  $k$ , определяем  $U_p$ .

Для батареи типа Vb 2305 с емкостью пластины = 50 А·ч,  $U_p$  составляет 1,8 В.

По известной величине  $U_p$ , определяют остаточное напряжение на шинах:

$$U_{\text{ост}} = U_p \cdot n, \text{ В,}$$

$$U_{\text{ост}} = 1,8 \cdot 125 = 225 \text{ В.}$$

Зная общее число последовательных элементов  $n$ , определяют отклонение напряжения, %, на аккумуляторах:

$$\frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{220 - 225}{220} \cdot 100 = -2,2\%$$

- Определение мощности подзарядного устройства:

1. Ток подзарядного устройства:

$I_{\text{нз}} = 0,025 \cdot k + I_n$  - для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч;

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 62          |

$$I_{пз} = 0,025 \cdot 5 + 15 = 15,125 \text{ А};$$

2. Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0 \text{ для аккумуляторов типа Varta};$$

$$U_{пз} = 2,23 \cdot 103 = 229,69 \text{ В};$$

3. Мощность подзарядного устройства:

$$P_{пз} = U_{пз} \cdot I_{пз},$$

$$P_{пз} = 229,69 \cdot 15,125 = 3474 \text{ Вт} = 3,47 \text{ кВт.}$$

4. Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_з = 5 \cdot k + I_n \text{ для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью } 50 \text{ А}\cdot\text{ч};$$

$$I_з = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ А};$$

5. Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_з = 2,75 \cdot n$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В};$$

6. Мощность подзарядного устройства:

$$P_з = U_з \cdot I_з,$$

$$P_з = 40 \cdot 343,75 = 13750 \text{ Вт} = 13,75 \text{ кВт.}$$

Выбираем подзарядное устройство ВА3П-380/260-40/80 на ток 40-80 А.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 63          |

## 7 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР ОТПАЕК ТРАНСФОРМАТОРОВ

Потребители могут эффективно работать только при определенном качестве электроэнергии. Снижение качества электроэнергии может привести к следующим отрицательным последствиям:

- увеличение потерь активной мощности и электроэнергии;
- сокращению службы электрооборудования;
- ложной работе устройств защиты и автоматики;
- нарушению нормального хода технологических процессов и ущерб у потребителей.

Требования к качеству электроэнергии в электрических сетях определяются ГОСТом 32144-2013. В процессе проектирования электрических сетей выбираются средства регулирования, регулировочные диапазоны, места установки компенсирующих устройств, обеспечивающих допустимые уровни напряжения на шинах потребителей.

Основным способом является регулирование напряжения изменением коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов под нагрузкой. Все остальные способы регулирования напряжения (трансформаторами с ПБВ, генераторами станций, изменением сопротивления сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Произведем выбор отпаяк для двухобмоточных трансформаторов понижающих подстанций следующим образом:

На подстанции «Березовая» установлены два трансформатора ТДН – 16000/110, РПН пределы регулирования  $\pm 9 \times 1,78\%$ ,  $U_{\text{вн.хх.}} = 115 \text{ кВ}$  [2].

Произведем выбор отпаяк для двухобмоточных трансформаторов понижающих подстанций следующим образом:

1) Найдем потери напряжения в трансформаторах для трех режимов работы сети (максимального, минимального, послеаварийного):

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 64          |



$$\Delta U_{T.\max} = \frac{P_{\text{пр.}\max} \cdot r_T + Q_{\text{пр.}\max} \cdot X_T}{U_{\text{вн.}\max}} = \frac{16 \cdot 2,54 + 12 \cdot 55,9}{2 \cdot 105,13} = 6,767 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{T.\min} = \frac{P_{\text{пр.}\min} \cdot r_T + Q_{\text{пр.}\min} \cdot X_T}{U_{\text{вн.}\min}} = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 2,54 + 0,7 \cdot 12 \cdot 55,9}{2 \cdot 113,11} = 4,403 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{T.\text{ав}} = \frac{P_{\text{пр.}\text{ав}} \cdot r_T + Q_{\text{пр.}\text{ав}} \cdot X_T}{U_{\text{вн.}\text{ав}}} = \frac{16 \cdot 2,54 + 12 \cdot 55,9}{2 \cdot 102} = 6,975 \text{ кВ};$$

2) Определим для всех режимов приведенные напряжения на шинах НН подстанции:

$$U'_{\text{нн.}\max} = U_{\text{вн.}\max} - \Delta U_{T.\max} = 105,13 - 6,767 = 98,4 \text{ кВ};$$

$$U'_{\text{нн.}\min} = U_{\text{вн.}\min} - \Delta U_{T.\min} = 113,11 - 4,403 = 108,7 \text{ кВ};$$

$$U'_{\text{нн.}\text{ав}} = U_{\text{вн.}\text{ав}} - \Delta U_{T.\text{ав}} = 102 - 6,975 = 95 \text{ кВ}.$$

3) Рассчитаем для всех режимов значения ответвлений со стороны обмотки ВН, обеспечивающие желаемые напряжения у потребителя:

$$U_{\text{отв.В}} = \frac{U'_{\text{нн}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.н}}},$$

здесь  $U_{\text{хх}}$  – напряжение холостого хода трансформатора;  $U_{\text{жел.н}}$  – напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанции.

$$U_{\text{отв.}\max} = \frac{U'_{\text{нн.}\max} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.н}}} = \frac{98,4 \cdot 11}{10,5} = 103 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{отв.}\min} = \frac{U'_{\text{нн.}\min} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.н}}} = \frac{108,7 \cdot 11}{10,5} = 113,9 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{отв.}\text{ав}} = \frac{U'_{\text{нн.}\text{ав}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.н}}} = \frac{95 \cdot 11}{10,5} = 99,6 \text{ кВ}.$$

4) Учитывая способ регулирования для данного трансформатора – РПН, выберем стандартную отпайку для каждого режима работы  $U_{\text{отв.ст.В}}$ . Пределы регулирования трансформатора  $\pm 9 \times 1,78\%$ , т.е. 9 отпаяк по 2,047 кВ.

$$\max: U_{\text{отв.ст.В}} = 115 - 6 \cdot 2,047 = 102,7 \text{ кВ};$$

$$\min: U_{\text{отв.ст.В}} = 115 - 1 \cdot 2,047 = 113 \text{ кВ};$$

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 65          |

$$\text{ав: } U_{\text{отв.ст.В}} = 115 - 8 \cdot 2,047 = 98,8 \text{ кВ.}$$

5) Определим действительное напряжение на шинах НН подстанции при выбранной стандартной отпайке на обмотке ВН в трех режимах:

$$U_{\text{нн.маx}} = \frac{U'_{\text{нн.маx}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В.маx}}} = \frac{98,4 \cdot 11}{102,7} = 10,53 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{нн.миn}} = \frac{U'_{\text{нн.миn}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В.миn}}} = \frac{108,7 \cdot 11}{113} = 10,59 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{нн.ав}} = \frac{U'_{\text{нн.ав}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В.ав}}} = \frac{95 \cdot 11}{98,8} = 10,59 \text{ кВ.}$$

6) Проверим отклонение действительных напряжений от номинальных и сравним с допустимым отклонением.

$$V_{\text{маx}} = \left| \frac{10,53 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,32\% \leq 5;$$

$$V_{\text{миn}} = \left| \frac{10,59 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,8\% \leq 5;$$

$$V_{\text{ав}} = \left| \frac{10,59 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,94\% \leq 5;$$

Отклонения напряжений не превышают допустимых, выбранные ответвления обеспечивают нормальную работу потребителей в любом режиме.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 66          |

## 8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

Важнейшим технико-экономическим показателем являются капитальные вложения, необходимые для сооружения линий –  $k_{л}$ , электростанций –  $k_{ЭС}$  и подстанций –  $k_{пс}$ .

$$k = k_{ЛЭП} + k_{ПС},$$

Таблица 24 – Стоимость капитальных затрат на строительство ЛЭП [2]

| № линии | Сечение<br>мм <sup>2</sup> | Длина, км | Полная стоимость с<br>учетом коэф. приведе-<br>ния тыс. руб. |
|---------|----------------------------|-----------|--|
| ПС5-ПС7 | 2хАС-70/11                 | 10        |  |
| Итого   |                            |           | 50 474   |

Таблица 25 – Стоимость капитальных затрат на высоковольтное оборудование [2]

| № п/ст   | Оборудование              | Полная стоимость с<br>учетом коэф. приве-<br>дения тыс. руб. |
|----------|---------------------------|--|
| ПС7, ПС5 | 4 элегазовых выключателей | 122 900  |
| ПС7      | 2х ТДН-16000/220          | 62 320   |
| ИТОГО    |                           | 185 200  |

Определим капитальные вложения:

$$k = 50\,474 + 185\,200 = 235\,700 \text{ тыс.руб.}$$

Определим удельные капитальные затраты:

$$k_y = \frac{k}{\Sigma P_{п}} = \frac{235700}{243} = 970 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт}}.$$

Эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации электроэнергетического оборудования в течение одного года:

$$И = И_{л} + И_{(эс+пс)} + И_{\Delta W} = \frac{P_{л}}{100} k_{л} + \frac{P_{об}}{100} (k_{эс} + k_{пс}) + И_{\Delta W},$$

где  $p_{л}$ ,  $p_{об}$  – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание ЛЭП и энергетического оборудования электростанций и подстанций;  $И_{\Delta W}$  стоимость потерь электроэнергии за год:

$$И_{\Delta W} = 3_{э} \Delta W = 3_{э} \Delta P \tau = 11,872 \cdot 1,929 \cdot 4925 = 112\,788 \text{ тыс.руб}$$

$$И = \frac{0,8}{100} 50474 + \frac{5,9}{100} (185200) + 112788 = 127753 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость передачи электрической энергии определяется как частное от деления ежегодных эксплуатационных расходов на количество электроэнергии, переданное потребителям по сети:

$$W_{Г} = \sum_{i=1}^n P_{ни} T_{нбi} = 212 \cdot 6000 = 1\,272\,000 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{И}{W_{Г}} = \frac{127753}{1\,272\,000} = 0,1 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Выше указанные технико – экономические показатели позволяют определить приведенные затраты:

$$З = E_{п} k + И = 0,2 \cdot 235\,700 + 127753 = 174\,893 \text{ тыс.руб.}$$

Расчетная стоимость передачи электроэнергии определяется как:

$$C_{рас} = \frac{З}{W_{Г}} = \frac{174893}{1\,272\,000} = 0,137 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  | 68   |

## 9 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ

Вторичное оборудование, системы связи, кабели вторичной коммутации на протяжении всего срока службы подвергаются электромагнитным воздействиям разного вида. Невыполнение условий электромагнитной совместимости (ЭМС) приводит к повреждению вторичного оборудования, неправильным действиям (отказам, излишним или ложным срабатываниям) устройств РЗА, перекрытию изоляции кабелей вторичной коммутации и клемм шкафов вторичной коммутации, сбоем в работе автоматизированных рабочих мест персонала и т.д., существенно снижает надежность работы энергообъекта.

Критерием выполнения условий ЭМС является обеспечение электромагнитной обстановки, при которой наибольшие возможные уровни электромагнитных воздействий всех видов на объекте электросетевого хозяйства не превышают допустимых значений для каждого конкретного вторичного оборудования.

ЭМС оборудования и систем связи достигается при выполнении основных требований:

- применение вторичного оборудования с высоким уровнем помехозащитности;
- применение первичного и вторичного оборудования с ограниченным уровнем эмиссии электромагнитных воздействий;
- выполнение комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих ограничение электромагнитных воздействий.

Каждое устройство испытывают на устойчивость к электромагнитным воздействиям. В технической документации на устройство производитель должен указывать уровень помехоустойчивости устройства, степень жесткости испытаний, а также уровень эмиссии электромагнитных воздействий. При аттестации оборудования следует предъявлять требования по испытанию на помехоустойчивость и помехоэмиссию.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 69          |

Устойчивая и надежная работа вторичного оборудования и систем связи возможна только при условии создания на объекте электромагнитной обстановки, при которой уровни электромагнитных воздействий всех видов не превышают допустимые для каждого конкретного устройства значения.

Рассмотрим заземление открытого распределительного устройства 110 кВ как основу обеспечения электромагнитной совместимости.

В зависимости от назначения, различают рабочее, защитное и грозозащитное заземления. Рабочее заземление необходимо для создания определенного режима работы электроустановки в нормальных и аварийных условиях, например заземление нейтрали силовых и измерительных трансформаторов. Защитное заземление используют для защиты людей и сельскохозяйственных животных от поражения электрическим током при замыкании электрического провода на нетоковедущие металлические части электроустановки при пробое изоляции. Грозозащитное заземление для эффективной защиты от перенапряжений, предусматривает заземление стержневых и тросовых молниеотводов, порталов распределительных устройств, разрядников.

Обычно на подстанциях для выполнения всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство. Согласно действующим ПУЭ [12] сопротивление заземляющих устройств в трансформаторных подстанциях напряжением 110/10 кВ  $R_3=0,5$  Ом.

Заземляющий контур выполняется в виде прямоугольника 50х30 м.

Удельное сопротивление грунта составляет 83 Ом м (глина).

Заземление выполняется стальными уголками 50х50х4 мм длиной 3 м заглубленными на 0,7 м от поверхности земли и связанными между собой полосой сечением 40х4 мм.

Расчетное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$r_{\text{расч}} = K_c \cdot K_1 \cdot r$$

где  $K_c$  – коэффициент сезонности,  $K_c = 1,1$ ;

$K_1$  – коэффициент учитывающий состояние грунта  $K_1 = 1,15$ ;

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 70          |

$r$  - удельное сопротивление грунта,  $r = 83 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

$$r_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 1,15 \cdot 83 = 104,7 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Сопротивление одиночного вертикального электрода определяется по формуле:

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi \cdot \ell_{\text{в}}} \cdot \left( \text{Ln} \frac{2 \cdot \ell_{\text{в}}}{d} + 0,5 \text{Ln} \frac{4\ell_{\text{в}} + 7t_1}{\ell_{\text{в}} + 7t_1} \right),$$

где  $L_{\text{в}}$  – длина вертикального электрода, м;

$t_1$  – расстояние от поверхности земли до верхнего конца вертикального электрода, м;

$d = 0,95 \times \text{в}$  – где  $\text{в}$  – ширина полки уголка, м.

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{104,7}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left( \text{Ln} \frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,05} + 0,5 \text{Ln} \frac{4 \cdot 3 + 7 \cdot 0,7}{3 + 7 \cdot 0,7} \right) = 29 \text{ Ом}$$

Задаваясь определенным размещением вертикальных заземлителей по контуру определяется ориентировочно их число:

$$n = \frac{R_{\text{зо}}}{R_3 \cdot K_{\text{и.в}}},$$

где  $K_{\text{и.в.}} = 0,8$  – коэффициент использования вертикальных электродов,

$$n = \frac{29}{0,5 \cdot 0,8} = 73.$$

Принимается ближайшее большее целое число  $n = 73$ .

В соответствии с числом электродов и их размещением определяется сопротивление горизонтальных соединительных электродов. Предварительно рассчитывается сопротивление грунта, с учетом коэффициента сезонности и

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 71          |

коэффициента учитывающего состояние грунта, для горизонтальных заземлителей.

$$r_{\text{расч}} = 1,4 \cdot 1,6 \cdot 83 = 185,9 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление горизонтального электрода определяется по формуле:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi \cdot \ell_2 \cdot K_{\text{иг}}} \cdot \text{Ln} \frac{\ell_2^2}{t_2 \cdot d},$$

где  $\ell_2$  - длина горизонтального электрода, м;

$K_{\text{иг}}=0,8$  – коэффициент использования горизонтального электрода,

$K_{\text{иг2}} = 0,8$ ;

$t_2$  – расстояние от поверхности земли до горизонтального заземлителя, м;

$d$  – диаметр электрода, для полосы принимают равным половине ширины полосы, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{185,9}{2 \cdot 3,14 \cdot 160 \cdot 0,8} \cdot \text{Ln} \frac{160^2}{0,7 \cdot 0,5 \cdot 0,04} = 3,33 \text{ Ом}.$$

При известном сопротивлении горизонтального заземлителя уточняется необходимое сопротивление вертикальных электродов.

$$R_{\text{в}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} + R_3},$$

$$R_{\text{в}} = \frac{3,33 \cdot 0,5}{3,33 + 0,5} = 0,59 \text{ Ом}.$$

|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | Лист |
|      |      |          |         |      |  | 72   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  |      |



Число вертикальных электродов уточняется по формуле:

$$n_y = \frac{R_{\text{в.о}}}{K_{\text{ИБ}} \cdot R_{\text{в}}}$$

$$n_y = \frac{29}{0,8 \cdot 0,59} = 61,4 \quad \text{шт.}$$

Окончательное число вертикальных электродов принимают из условий размещения, но не меньше чем  $n_y$ . Принимаем  $n_0 = 77$  шт. Тогда результирующее сопротивление заземляющего устройства определяется:

$$R_k = \frac{\frac{1}{n_0} \cdot \frac{R_{\text{в.о}}}{K_{\text{ИБ}}} \cdot R_{\text{г}}}{\frac{R_{\text{в.о}}}{n_0 \cdot K_{\text{ИБ}}} + R_{\text{г}}}$$

$$R_k = \frac{\frac{1}{62} \cdot \frac{29}{0,8} \cdot 3,33}{\frac{29}{62 \cdot 0,8} + 3,33} = 0,49 \quad \text{Ом.}$$

$$R_k < R_3 \quad 0,49 < 0,5 \text{ Ом.}$$

Видно что расчет заземляющего устройства подстанции 110/10 кВ выполнен верно и оно отвечает требованиям ПУЭ [12].

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 73          |

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе было произведено развитие существующей электрической сети. В ходе расчета баланса мощностей был сделан вывод о необходимости внедрения в сеть компенсирующих устройств – СТК. Для подстанции «Березовая» были выбраны тип и мощность силовых трансформаторов – ТДН – 16000/110. Также были рассмотрены 6 вариантов развития электрической сети, выбраны марки проводов ЛЭП. На основании технико-экономического сравнения был выбран один вариант развития сети. Для выбранного варианта были рассчитаны максимальный, минимальный и послеаварийные режимы, определены токи, напряжения и расчетная плотность токов. Выбранный тип трансформаторов обеспечивает требуемое значение напряжения на шинах потребителя.

Также в работе рассмотрен вопрос, посвященный электромагнитной совместимости, рассчитано заземление подстанции.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 74          |

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 13109-97 ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ. СОВМЕСТИМОСТЬ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ. НОРМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ. – [HTTP://DOCS.CNTD.RU/DOCUMENT/1200006034](http://docs.cntd.ru/document/1200006034).
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.
4. Гайсаров Р.В., Коржов А.В., Лежнева Л.А., Лисовская И.Т. Проектирование электрических станций и подстанций: Методические указания к курсовому проекту. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 46 с.
5. Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – <https://forca.ru/vyklyuchateli/elegazovye/veb-110.html>.
6. Разъединитель типа РГП-СЭЩ-110. – [https://www.electroshield.ru/upload/iblock/900/TI\\_080\\_2009-versiya-1.11.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/900/TI_080_2009-versiya-1.11.pdf)
7. Комплектное распределительное устройство КУ-10. – [https://www.chelzeo.ru/catalog/KRU\\_with\\_a\\_roll\\_out\\_element/kru215p/](https://www.chelzeo.ru/catalog/KRU_with_a_roll_out_element/kru215p/)
8. Трансформатор тока ТВ-110. – <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TT-110kV-i-vyshe/TV-110.html>
9. Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10. – <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/tol10m.pdf>.
1. Трансформатор напряжения НАМИ-110-УХЛ1. – [https://www.td-avtomatika.ru/upload/iblock/eca/d72f977a-601b-11e0-ac76-0030486527a0\\_7a8810b1-5ec3-11e6-a364-0030486527a0.pdf](https://www.td-avtomatika.ru/upload/iblock/eca/d72f977a-601b-11e0-ac76-0030486527a0_7a8810b1-5ec3-11e6-a364-0030486527a0.pdf)
10. Трансформатор напряжения НАМИ-10. – [https://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-10\\_re\\_pc.pdf](https://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-10_re_pc.pdf).

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 75          |

11. Трансформатор

ТМГ-250/10-У1.

—

[http://www.elektrozavod.ru/production/2\\_6v](http://www.elektrozavod.ru/production/2_6v).

12. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2001 - 2004 г.г.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>ПЗ-571.13.03.02.2020.726 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 76          |