

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция системы электроснабжения цеха № 1 по производству аммиака ПАО «Тольяттиазот»

Студент

А.А. Гараев

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## АННОТАЦИЯ

Объектом проектирования выпускной квалификационной работы является система электроснабжения цеха №1 по производству аммиака ПАО «Тольяттиазот» (ТОАЗ). Подобъектом проектирования являются: понизительная подстанция, осуществляющая электроснабжения цеха №1 и комплектные трансформаторные подстанции (КТП) цеха №1.

В работе произведено техническое перевооружение понизительной подстанции с обосновывающим расчетом, а также выбор трансформаторов КТП цеха №1.

Основные разделы, входящие в состав выпускной квалификационной работы:

- расчет мощности нагрузки электроприемников цеха №1 «Тольяттиазот»;
- расчет и выбор трансформаторов КТП цеха №1 «Тольяттиазот»;
- расчет, анализ и выбор трансформаторов главной понизительной подстанции ГПП-1;
- выбор электрической схемы подстанции ГПП-1;
- определение токов короткого замыкания на шинах подстанции ГПП-1;
- расчет и выбор электротехнического оборудования подстанции ГПП-1;
- выбор и расчет релейной защиты подстанции ГПП-1;
- расчет заземления понизительной подстанции ГПП-1;
- расчет молниезащиты понизительной подстанции ГПП-1.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 64с., включает 20 таблиц, 32 литературных источника, 5 рисунков, приложения на 10 листах.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Расчет мощности нагрузки электроприемников цеха №1 «Тольяттазот».....	7
2 Расчет и выбор трансформаторов КТП цеха №1 «Тольяттиазот».....	11
3 Расчет, анализ и выбор трансформаторов главной понизительной подстанции ГПП-1.....	17
4 Выбор электрической схемы подстанции ГПП-1 .....	22
5 Определение токов короткого замыкания на шинах подстанции ГПП-1.....	23
6 Расчет и выбор электротехнического оборудования подстанции ГПП-1.....	29
7 Выбор и расчет релейной защиты подстанции ГПП-1 .....	50
8 Расчет заземления понизительной подстанции ГПП-1.....	54
9 Расчет молниезащиты понизительной подстанции ГПП-1.....	59
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	61
Приложение А.....	65
Приложение Б.....	73
Приложение В.....	75

## ВВЕДЕНИЕ

Тольяттиазот (ТООЗ) – крупное промышленное предприятие по производству различной химической продукции (кирпич, керамическая плитка) и минеральных удобрений (аммиак, углекислота, карбамид, карбамидоформальдегидный концентрат). Предприятие занимает лидирующие позиции в своей отрасли в Российской Федерации [31].

Предприятие осуществляет экспорт продукции в более чем 100 стран мира. Доля экспорта составляет 85% от деятельности предприятия. Основные страны в которые осуществляется экспорт: Германия, США, Канада, Италия [32].

Производственные мощности предприятия Тольяттиазот позволяют осуществлять производство до 3 млн. тонн аммиака (7 агрегатов) ежегодно. По данному показателю Тольяттиазот занимает лидирующие позиции в стране и в мире: в Российской Федерации – в тройке лидеров; в мире – в десятке лидеров. Тольяттиазот обеспечивает 11% объема экспорта аммиака в мировом масштабе, что является весомой долей для одного предприятия [31].

Продукция, которую производит Тольяттиазот, занимает передовые позиции среди продукции, производимой химической промышленностью. В частности аммиак – важнейший продукт для сельскохозяйственной отрасли, т.к. удобрения на его основе повышают урожайность растительных культур. 100 кг аммиака повышают урожайность с 1 Га земли на 10 % для пшеницы, на 60 % для кукурузы. Доля азотных удобрений, производимых в Российской Федерации - 45 % от всех минеральных удобрений. [7, с. 6].

Аммиак с не меньшим успехом используется в холодильных установках, в металлургии, а также при производстве пластмасс. Все это делает его незаменимым продуктом на своем рынке [29].

Стратегические приоритеты предприятия «Тольяттиазот» нацелены на сохранение мировых лидерских позиций в химической промышленности (по объему производимой продукции), а также, что немаловажно, на эффектив-

ность и стабильность производства продукции. Под эффективностью и стабильностью понимается безоговорочное следование программе модернизации мощностей производственных площадок. В рамках модернизации планируется модернизировать существующие мощности (7 агрегатов аммиака, 2 агрегата карбамида) и организовать новые мощности – производство карбамида (3-й агрегат), установка получения аммиака из продувочных газов. Строительство установки получения аммиака из продувочных газов планируется начать в 2018г., производство карбамида готовятся ввести в эксплуатацию в 2019г. В целом же программа модернизации рассчитана до 2022г. Объем инвестиций в программу модернизации к её окончанию достигнет 80 млрд. рублей.

Имея в своем распоряжении значительное количество производств и занимая значительную площадь, предприятие Тольяттиазот является крупным потребителем электроэнергии. Для организации непрерывного производства аммиака и не только, а также для организации новых производственных мощностей необходимо обеспечить высоконадежное и бесперебойное электроснабжение.

Высокая надежность и бесперебойность электроснабжения особенно важна ввиду повышенной опасности производимых химических продуктов для здоровья и жизни людей. Нарушение электроснабжения может привести к аварии на производстве и утечке химических продуктов [30].

Так аммиак, являясь бесцветным газом с резким запахом, оказывает разъедающее действие на глаза, дыхательные пути и кожу человека [28].

Большинство несчастных случаев с людьми происходило именно в результате утечек аммиака, а не в результате пожаров и взрывов [9].

Целью выпускной квалификационной работы является обеспечение высокой надежности и бесперебойности электроснабжения цеха №1 по производству аммиака ПАО «Тольяттиазот».

В соответствие с целью работы к решению выдвигаются следующие задачи:

- произвести расчет мощности нагрузки электроприемников цеха №1 «Тольяттиазот»;
- выполнить расчет и осуществить выбор трансформаторов КТП цеха №1 «Тольяттиазот»;
- выполнить расчет и осуществить выбор трансформаторов главной пони- зительной под-станции ГПП-1;
- осуществить выбор электрической схемы подстанции ГПП-1
- определить значения токов короткого замыкания на шинах подстанции ГПП-1;
- рассчитать и выбрать электротехническое оборудование подстанции ГПП-1;
- осуществить выбор и произвести расчет релейной защиты подстанции ГПП-1;
- выполнить расчет заземления понизительной подстанции ГПП-1;
- произвести расчет молниезащиты понизительной подстанции ГПП-1.

# 1 Расчет мощности нагрузки электроприемников цеха №1 «Тольяттиазот»

## 1.1 Методика расчета электрических нагрузок цеха №1 «Тольяттиазот»

Электроприемники цеха №1 «Тольяттиазот» по производству аммиака необходимо разделить по местам подключения и по однотипности режима работы. Для каждой из образованных групп необходимо определить ряд параметров, в частности:

1) «средняя активная мощность группы электроприемников (с однотипным режимом работы) за наиболее нагруженную смену вычисляется по следующей формуле:

$$P_{срi} = K_{и} \cdot \Sigma p_{номi}, \quad (1.1)$$

Где  $p_{номi}$  – номинальная мощность  $i$ -го электроприемника;

$K_{и}$  - коэффициент использования, соответствующий группе электроприемников (находится по справочным данным)» [8].

2) «средняя реактивная мощность группы электроприемников (с однотипным режимом работы) за наиболее нагруженную смену вычисляется по следующей формуле:

$$Q_{срi} = \Sigma P_{срi} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1.2)$$

Где  $\operatorname{tg}\varphi$  – коэффициент мощности группы электроприемников» [8].

3) «суммарная активная и реактивная нагрузка потребителей электроэнергии по месту подключения вычисляется по следующей формуле» [8]:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_i p_{cpi}, \quad (1.3)$$

$$Q_{cp\Sigma} = \sum_i q_{cpi}. \quad (1.4)$$

4) «коэффициент использования для группы электроприемников рассчитывается по следующей формуле» [8]:

$$K_{и} = \frac{P_{cp\Sigma}}{\Sigma P_{номi}}. \quad (1.5)$$

5) «эффективное число электроприемников  $n_{\text{э}}$  (приведенное) для группы рассчитывается по следующей формуле:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum_{i=1}^m n_i \cdot p_{н.эi})^2}{\sum n_i \cdot p_{н.эi}^2}, \quad (1.6)$$

Где  $n_i$  – число электроприемников приведенное;

$p_{н.эi}$  – мощность приведенного электроприемника номинальная» [8].

6) «коэффициент максимума электроприемников рассчитывается по следующей формуле» [8]:

$$K_{м} = f(K_{и}, n_{\text{э}}). \quad (1.7)$$

7) «расчетная активная и реактивная нагрузка группы электроприемников определяется по следующей формуле:

$$P_p = K_{м} \cdot P_{cp\Sigma}, \quad (1.8)$$

$$Q_p = K_{м}' \cdot Q_{cp\Sigma}, \quad (1.9)$$



Где  $K'_M = 1,1$  при  $n_э \leq 10$ ;

$K'_M = 1$  при  $n_э > 10$  [8].

8) «полная расчетная мощность вычисляется по следующей формуле» [8]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.10)$$

## 1.2 Расчет освещении цеха №1 «Тольяттиазот»

1) Расчет мощности потребляемой осветительной нагрузкой ведется по следующей формуле:

$$P_{осв} = N \cdot P_{лам}, \quad (1.11)$$

Где  $N$  – количество ламп;

$P_{лам}$  - мощность одной лампы.

$$P_{осв} = 20 \cdot 0,25 = 5 \text{ кВт}.$$

2) Расчетная активная нагрузка освещения вычисляется по следующей формуле:

$$P_{р.осв} = K_c \cdot P_{осв}, \quad (1.12)$$

Где  $K_c$  – коэффициент спроса активной нагрузки освещения.

$$P_{р.осв} = 0,55 \cdot 5 = 2,75 \text{ кВт}.$$

3) Расчетная реактивная нагрузка освещения вычисляется по следующей формуле:

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1.13)$$

Где  $\operatorname{tg}\varphi = \operatorname{tg}(\arccos\varphi) = \operatorname{tg}(\arccos 0,6) = 1,33$ .

$$Q_{p.осв} = 2,75 \cdot 1,33 = 3,66 \text{кВар}.$$

4) Полная расчетная мощность осветительной нагрузки определяется по следующей формуле:

$$S_{p.осв} = \sqrt{P_{p.осв}^2 + Q_{p.осв}^2}, \quad (1.14)$$
$$S_{p.осв} = \sqrt{2,75^2 + 3,66^2} = 4,51 \text{кВА}.$$

5) Расчетный ток, потребляемый осветительной нагрузкой, определяется по следующей формуле:

$$I_p = \frac{S_{p.осв}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1.15)$$

Где  $U_{ном}$  - номинальное напряжение сети освещения.

$$I_p = \frac{4,51}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 6,52 \text{А}.$$

### **1.3 Расчет электрических нагрузок цеха №1 «Тольяттиазот»**

Расчет нагрузок цеха №1 «Тольяттиазот» произведен по формулам (1.1-1.10) и представлен в приложении А, таблица А.1.

## 2 Расчет и выбор трансформаторов КТП цеха №1 «Тольяттиазот»

Согласно плану расположения электрооборудования в цехе и категории надежности электроснабжения выбираем тип схемы электроснабжения цеха №1 – радиальная. Единственным недостатком выбранной схемы будет перерасход кабеля, вследствие подведения отдельной линии до каждой КТП, но при этом достигается необходимый уровень надежности, что оправдывает увеличение затрат [11].

Высоковольтная сеть 110 кВ максимально приближена к производству (ГПП-1 находится на территории завода). Распределительная сеть предприятия выполнена на напряжении 6 кВ. Схема электроснабжения предприятия – ступенчатая, т.е. ГПП-РП-КТП-электроприемники. Мощные электроприемники питаются от напряжения 6 кВ.

### 2.1 Расчет и выбор трансформаторов КТП на примере КТП № 5 6/0.4 кВ

К установке принимаем трансформаторы типа ТМГ, ввиду того, что перегрузочная способность трансформаторов типа ТМГ намного больше перегрузочной способности трансформаторов типа ТМ, ТСЗ и т.п. Также трансформаторы типа ТМГ имеют меньшую стоимость по сравнению с трансформаторами типа ТМ, ТСЗ [26, 27].

К расчету принимаем трансформаторы: ТМГ – 1600/6/0,4 кВА и ТМГ – 2500/6/0,4 кВА.

ТМГ – 1600/6/0,4 кВА.

Расчетные нагрузки составляют:  $P_{p\Sigma} = 3441 \text{ кВт}$  и  $Q_{p\Sigma} = 2299 \text{ квар}$ .

Минимально потребляемая реактивная мощность вычисляется по следующей формуле:

$$Q_{\min} = 0,5 \cdot Q_{p\Sigma}, \quad (2.1)$$

$$Q_{\min} = 0,5 \cdot 2299 = 1187,279 \text{ квар.}$$

Далее по табличным данным находим:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 4 \cdot 11,4 = 45,6 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 4 \cdot 62,3 = 249,2 \text{ квар.}$$

Расчетная активная и реактивная мощность рассчитывается по следующим формулам:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_{\text{тр}}, \quad (2.2)$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{\text{тр}}, \quad (2.3)$$

$$P_p = 3521,078 + 45,6 = 3566,678 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 2374,557 + 249,2 = 2623,757 \text{ квар.}$$

Минимально возможное число трансформаторов рассчитывается по следующей формуле:

$$N_T = \frac{P_p + 4\Delta P_{\text{тр}}}{K_3 \cdot S_{\text{HT}}}, \quad (2.4)$$

Где  $K_3 = 0,7$  – приемлемый коэффициент загрузки трансформаторов для потребителей 1 категории надежности электроснабжения.

$$N_T = \frac{3566,678}{0,7 \cdot 1600} = 3,18 \approx 4.$$

Переданные из энергосистемы реактивные мощности  $Q_{\text{э}1}$  и  $Q_{\text{э}2}$  вычисляются по следующим формулам:

$$Q'_{\text{э}1} = Q_p - 0,7Q_{\text{сд}}, \quad (2.5)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 2623,757 - 0,7 \cdot 0 = 2623,757 \text{квар},$$

$$Q'_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_p, \quad (2.6)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 0,28 \cdot 3566,678 = 998,670 \text{квар}.$$

Принимаем  $Q'_{\text{э1}} = Q_{\text{э1}} = 998,670 \text{квар}$ .

$$Q'_{\text{э2}} = Q_{\text{min}} - (Q_p - Q_{\text{э1}}), \quad (2.7)$$

$$Q'_{\text{э2}} = 1187,279 - (2623,757 - 998,670) = -437,808 \text{квар},$$

$$Q''_{\text{э2}} = Q_{\text{min}} + Q_k, \quad (2.8)$$

$$Q''_{\text{э2}} = 1187,279 + 0 = 1187,279 \text{квар}.$$

Принимаем  $Q''_{\text{э2}} = Q_{\text{э2}} = 1187,279 \text{квар}$ .

Произведем расчет суммарной мощности устройств компенсации по следующей формуле:

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot Q_p - Q_{\text{э1}}, \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot 2623,757 - 998,670 = 1887,463 \text{квар}.$$

Расчет мощности компенсирующих устройств без регулирования ведется по следующей формуле:

$$Q_{\text{ку. min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э2}}, \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{ку. min}} = 1187,279 - 1187,279 = 0 \text{квар}.$$

Нулевое значение подразумевает необходимость установки всех компенсирующих устройств с возможностью регулирования.

Реактивная мощность, передаваемая из сети 6 кВ в сеть 0,4 кВ и не подлежащая компенсации, определяется по следующей формуле:

$$Q_{эН} = Q_{э1} - Q_{в} = Q_{э1} - (Q_{р} - Q_{р\Sigma}), \quad (2.11)$$
$$Q_{эН} = 998,670 - (2623,757 - 2374,557) = 749,470 \text{квар}.$$

Передаваемая из сети 1 кВ реактивная мощность рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{Т} = \sqrt{(N_{Т} \cdot K_{з} \cdot S_{HT})^2 - P_{р\Sigma}^2}, \quad (2.12)$$
$$Q_{Т} = \sqrt{(4 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 3521,078^2} = 2769,912 \text{квар}.$$

Расчет мощности устройств компенсации на стороне до 1 кВ ведется по следующей формуле:

$$Q_{ку,Н} = Q_{р\Sigma} - Q_{Т}, \quad (2.13)$$
$$Q_{ку,Н} = 2374,557 - 2769,912 = -395,354 \text{квар}.$$

Знак «минус» в результате расчетов означает то, что на стороне 6 кВ нет необходимости устанавливать батареи конденсаторов.

## **2.2 Определение экономических затрат на установку трансформаторов**

Расчет затрат на установку трансформаторной подстанции с трансформатором ТМГ 1600/10/0,4 кВА.

Необходимые для расчета параметры представлены далее:

$$\alpha = 230 \text{руб/кВт}; \beta = 0,236 \text{руб/кВт} \cdot \text{ч}; T_{м} = 6100 \text{ч}; \tau = 4719 \text{ч}.$$

Стоимость потерь в трансформаторе (удельная) рассчитывается по следующим формулам:

а) стоимость активных нагрузочных потерь:

$$C = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau, \quad (2.14)$$

$$C = \left( \frac{230}{6100} + 0,236 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 4719 = 1291,61 \text{руб/кВт} \cdot \text{ч}.$$

б) стоимость холостого хода трансформатора:

$$C = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_p, \quad (2.15)$$

$$C = \left( \frac{230}{6100} + 0,236 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 2397,7 \text{руб/кВт} \cdot \text{ч}.$$

в) стоимость потерь мощности в трансформаторе рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{\Delta p} = n \cdot C_0 \cdot P_{xx} + n \cdot C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}, \quad (2.16)$$

Где  $P_{xx} = 3,3$  кВт;

$\Delta P_{кз} = 18$  кВт.

$$C_{\Delta p} = 4 \cdot 2397,7 \cdot 0,0033 + 4 \cdot 1291,61 \cdot 0,7^2 \cdot 10^{-3} \cdot 18 = 77,218 \text{тыс.руб}.$$

Согласно полученным результатам принимаем к расчету одну двухтрансформаторную подстанцию:

$$K_{кпп} = K_T \cdot N_T, \quad (2.17)$$

$$K_{кпп} = 4 \cdot 1276,6 = 5106,4 \text{тыс.руб},$$

$$Z_{кпп} = E \cdot K_{кпп} + C_{\Delta p}. \quad (2.18)$$

Где  $E = 0,33$ .

$$Z_{\text{кТП}} = 0,33 \cdot 5106,4 + 77,218 = 1762,33 \text{ тыс.руб.}$$

Для трансформатора ТМГ – 2500/6/0,4 кВА расчет аналогичен.

По результатам расчетов установка батареи конденсаторов на стороне 6 кВ также не требуется. Затраты на установку – 2129,646 тыс.руб.

В силу меньших приведенных затрат к установке принимается трансформатор ТМГ – 1600/6/0,4 кВА.

По остальным трансформаторным подстанциям расчет аналогичен и в целях упрощения и наглядности расчет сведен в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчетов трансформаторных подстанций

№ КТП	Суммарная расчетная нагрузка, кВт	Категория надежности	Мощность трансформаторов, кВА	Кол-во трансформаторов	Необходимость батарей компенсации РМ	Кол-во трансформаторных подстанций
1	3321	1	2500	2	нет	1
2	994	1	1000	2	нет	1
3	2131	1	2500	2	нет	1
4	3158	1	2500	2	нет	1
5	3441	1	1600	4	нет	2
6	1511	1	1600	2	нет	1
7	1546	1	1600	2	нет	1



### **3 Расчет, анализ и выбор трансформаторов главной понизительной подстанции ГПП-1**

Электроприемники подстанции ГПП-1, по категории надежности электроснабжения, представлены всеми имеющимися категориями, а именно: первая, вторая и третья категория надежности электроснабжения.

К установке на подстанции ГПП-1 принимаем 2 силовых трансформатора, т.е. количество трансформаторов остается прежним. Два трансформатора взаимно резервируют друг друга, и этим обеспечивается требуемый уровень надежности электроснабжения [4].

Полная нагрузка ГПП-1  $S_{\text{нагр}}$  на данный момент составляет 108 МВА.

Допустимая номинальная мощность одного трансформатора, исходя из условия перегрузки в 40% в аварийном режиме рассчитывается по следующей формуле:

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot S_{\text{нагр}}, \quad (3.1)$$

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot 108 = 75,6 \text{ МВА}.$$

Для сравнения принимаем трансформаторы ТРДН-80000/110/6 МВА и ТРДЦН-125000/110/6 МВА [13].

#### **3.1 Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе**

Произведем расчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН-80000/110/6 МВА.

1) расчет реактивной составляющей потерь  $Q_x$  при холостом ходе трансформатора производится по следующей формуле:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (3.2)$$

Где  $I_x$  – намагничивающий ток силового трансформатора, определяется по [13].

$$Q_x = \frac{0,45}{100} \cdot 80000 = 360 \text{квар.}$$

2) расчет приведенной активной составляющей потерь  $P'_x$  при холостом ходе трансформатора производится по следующей формуле:

$$P'_x = P_x + k_{un} \cdot Q_x, \quad (3.3)$$

Где  $P_x$  - потери холостого хода трансформатора, определяются по [13];

$k_{un} = 0,05$  – расчетный коэффициент изменения потерь, определяется по [12].

$$P'_x = 58 + 0,05 \cdot 360 = 76 \text{кВт.}$$

3) расчет коэффициентов загрузки обмоток высшего и низшего напряжения силового трансформатора производится по следующим формулам:

$$K_{3.B} = \frac{S_{\text{нагр.В}}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (3.4)$$

$$K_{3.H1.} = K_{3.H2.} = \frac{S_{\text{нагр.н1.(н2.)}}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (3.5)$$

Где  $S_{\text{нагр.В}}$ ,  $S_{\text{нагр.н1.(н2.)}}$  - нагрузки соответствующих обмоток трансформатора.

$$K_{3.B} = \frac{108000}{80000} = 1,35,$$

$$K_{3.H1.} = K_{3.H2.} = \frac{108000/2}{80000} = 0,675.$$

4) в режиме короткого замыкания реактивная составляющая потерь рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_k = \frac{U_k}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (3.6)$$

Где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора по расчету.

$$U_{к.В} = 0,125 \cdot u_k, \quad (3.7)$$

$$U_{к.н1.} = U_{к.н2.} = 1,75 \cdot u_k, \quad (3.8)$$

Где  $u_k$  - напряжение короткого замыкания по паспорту [13].

$$Q_{к.В} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot 80000 = 1050 \text{квар},$$

$$Q_{к.н1.} = Q_{к.н2.} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot 80000 = 14700 \text{квар}.$$

5) приведенные активные потери мощности в режиме короткого замыкания трансформатора рассчитываются по следующей формуле:

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + K_{\text{ун}} \cdot Q_{к.В}, \quad (3.9)$$

$$P'_{к.н1.} = P'_{к.н2.} = P_{к.н1.(н2.)} + K_{\text{ун}} \cdot Q_{к.н1.(н2.)}, \quad (3.10)$$

Где  $P_{к.В} = 0$  для трансформатора с расщепленной обмоткой.

$$P_{к.н1.(н2.)} = 2 \cdot P_{кз}, \quad (3.11)$$

Где  $P_{кз}$  - потери короткого замыкания трансформатора, определяются по [13].

$$P'_{к.В} = 0 + 0,05 \cdot 1050 = 52,5 \text{кВт},$$

$$P'_{к.н1.} = P'_{к.н2.} = 2 \cdot 310 + 0,05 \cdot 14700 = 1355 \text{ кВт.}$$

Количество трансформаторов работающих на каждой ступени годового графика нагрузки принимается равным 2-ум.

б) расчет потерь электроэнергии для трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения ведется по следующей формуле:

$$\Delta W_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^k n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot K_{3.вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н1.} \cdot K_{3.н1.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н2.} \cdot K_{3.н2.i}^2 \cdot T_i \right) \quad (3.12)$$

Расчет производился программным способом (на компьютере). Потери электроэнергии составили  $\Delta W_{\text{пс}} = 2\,594\,648 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ .

### 3.2 Расчет стоимости потерь электроэнергии в трансформаторе

1) расчет стоимости 1 кВт·ч электроэнергии производится по следующей формуле:

$$C_3 = \frac{12 \cdot \alpha}{T_M} + \beta, \quad (3.13)$$

Где  $\alpha = 893$  – основная ставка двухставочного тарифа, определяется по справочным данным [1];

$\beta = 0,44$  – дополнительная ставка двухставочного тарифа, определяется по справочным данным [1];

$$T_M = 6083.$$

$$C_3 = \frac{12 \cdot 893}{6083} + 0,44 = 2,2 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

2) расчет стоимости потерь электроэнергии за год производится по следующей формуле:

$$I_э = \Delta W_{пс} \cdot C_э, \quad (3.14)$$

$$I_э = 2594648 \cdot 2,2 = 5708225,6 \text{руб.}$$

3) расчет годовых отчисления на амортизацию и ремонт силовых трансформаторов производится по следующей формуле:

$$I_о = p_{сум} \cdot K, \quad (3.15)$$

Где  $p_{сум} = 0,094$  – суммарный коэффициент отчисления, определяется по [12];

$K = 50000000$  – стоимость ТРДН-80000, приблизительная.

$$I_о = 0,094 \cdot 50000000 = 4700000 \text{руб.}$$

4) расчет приведенных затрат на силовой трансформатор производится по следующей формуле:

$$Z_{пр} = E_n \cdot K + I_о + I_э, \quad (3.16)$$

Где  $E_n = 0,125$  – коэффициент дисконтирования, определяется по [12].

$$Z_{пр} = 0,125 \cdot 50000000 + 4700000 + 5708225,6 = 16658225,6 \text{руб.}$$

Для трансформатора ТРДЦН-125000 МВА расчет выполнен по аналогичным формулам. Приведенные затраты на ТРДЦН-125000 - 34 834 118 руб., что значительно выше затрат на ТРДН-80000 МВА. На подстанции ГПП-1 к установке принимаем трансформаторы ТРДН-80000 МВА ввиду достаточности мощности силовых трансформаторов и ввиду значительно меньших приведенных затрат.

#### 4 Выбор электрической схемы подстанции ГПП-1

Тип подстанции тупиковый. Следовательно, согласно [6] необходимо использовать схему 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой между линиями. При этом возможно обеспечить резервное питание одновременно двух силовых трансформаторов от одной цепи питающей линии. По требованию представителей завода, необходимо обеспечить технический учет на каждой питающей цепи линии 110 кВ. Для этого до в цепи каждой линии, после линейного разъединителя 110 кВ необходимо установить трансформаторы тока 110 кВ для подключения приборов технического учета. Упрощенная схема представлена на рисунке 4.1.

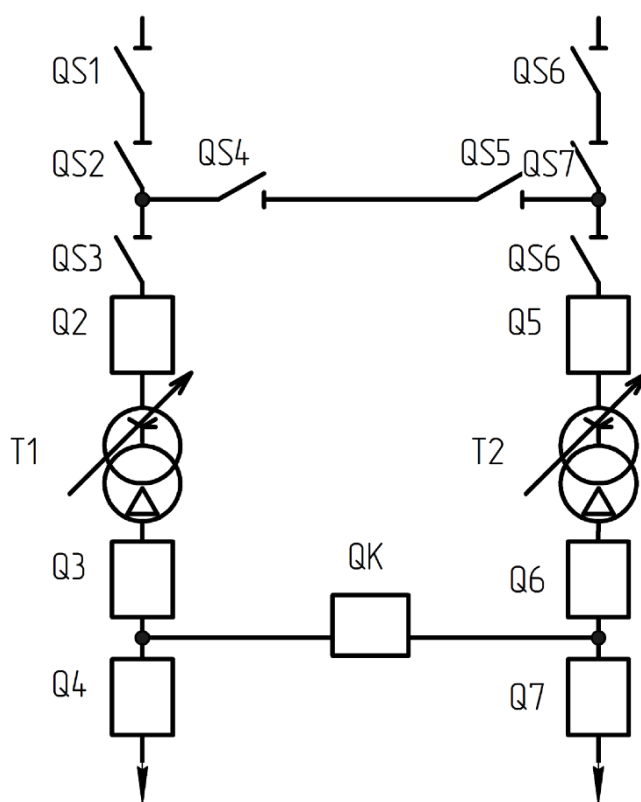


Рисунок 4.1 – Упрощенная схема

## 5 Определение токов короткого замыкания на шинах подстанции ГПП-1

Расчет токов коротких замыканий произведен по методике, указанной в [3]. Расчет произведен в относительных единицах, приведенных к базовой (аварийной) ступени напряжения при базисной мощности  $S_{баз} = 1000$  МВА. Токи коротких замыканий рассчитаны для двух точек К1 и К2, отображенных на расчетной схеме (Приложение Б, рисунок Б.1). Токи короткого замыкания рассчитаны в наиболее тяжелом режиме, чтобы правильно оценить степень воздействия и выбрать оборудование [25]. Схема замещения представлена в приложении Б, рисунок Б.2.

Согласно схеме (Приложение Б, рисунок Б.1) при расчете учтен самый тяжелый аварийный режим. При этом две цепи питающей линии 110 кВ работают параллельно, один трансформаторы в ремонте. В нормальном режиме на подстанции согласно [4] силовые трансформаторы работают раздельно. Мощность короткого замыкания на шинах питающей системы равна  $S_{кз} = 5000$  МВА. Сопротивления элементов схемы замещения  $X_{*C(б)}$ ,  $X_{*Тв(б)}$ ,  $X_{*Тн(б)}$ ,  $X_{*Л(б)}$ , (реактивные сопротивления) рассчитаны согласно формулам соответственно:

$$X_{*C(б)} = \frac{S_{баз}}{S_{кз}}, \quad (5.1)$$

$$X_{*Л(б)} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_{сред.ном}^2}, \quad (5.2)$$

$$X_{*Тв(б)} = \frac{0,125 \cdot u_{кВ-Н}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.Т}}, \quad (5.3)$$

$$X_{*Тн1(б)} = \frac{1,75 \cdot u_{кВ-Н}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.Т}}, \quad (5.4)$$

Где  $X_{нр}$  – удельное реактивное сопротивление линии на один километр, Ом/км;

L – протяженность линии, км;

U<sub>cp</sub> - среднее номинальное напряжение воздушной линии.

$$X_{*C1(6)} = X_{*C2(6)} = \frac{1000}{4980} = 0,201,$$

$$X_{*ВЛТоА3-6(6)} = 0,405 \cdot 18,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,567,$$

$$X_{*КЛТоА3-6(6)} = 0,195 \cdot 2,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,037,$$

$$X_{*ВЛТоА3-2(6)} = 0,405 \cdot 3,2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,098,$$

$$X_{*КЛТоА3-2(6)} = 0,195 \cdot 2,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,037,$$

$$X_{*2Тв(6)} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 0,164,$$

$$X_{*2Тн1(6)} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 2,297.$$

В точках К1 суммарное сопротивление  $X_{*\Sigma K1(6)}$  и эквивалентная ЭДС  $E_{*C(6)}$  схемы замещения (Приложение Б, рисунок Б.2) для расчета симметричного тока короткого замыкания (трехфазного тока короткого замыкания) рассчитаны согласно формулам:

$$X_{*\Sigma K1(6)} = \frac{X_{*C1(6)} + X_{*ВЛТоА3-6(6)} + X_{*КЛТоА3-6(6)} + X_{*C2(6)} + X_{*ВЛТоА3-2(6)} + X_{*КЛТоА3-2(6)}}{X_{*C1(6)} + X_{*ВЛТоА3-6(6)} + X_{*КЛТоА3-6(6)} + X_{*C2(6)} + X_{*ВЛТоА3-2(6)} + X_{*КЛТоА3-2(6)}}, \quad (5.5)$$

$$E_{*C(6)} = \frac{E_{*C1(6)} + E_{*C2(6)} + X_{*ВЛТоА3-2(6)} + X_{*КЛТоА3-2(6)}}{X_{*C2(6)} + \left( X_{*C1(6)} + X_{*ВЛТоА3-6(6)} + X_{*КЛТоА3-6(6)} \right)} \cdot \frac{E_{*C1(6)} + X_{*ВЛТоА3-6(6)} + X_{*КЛТоА3-6(6)} + X_{*C2(6)} + X_{*ВЛТоА3-2(6)} + X_{*КЛТоА3-2(6)}}{X_{*C1(6)} + X_{*ВЛТоА3-6(6)} + X_{*КЛТоА3-6(6)} + X_{*C2(6)} + X_{*ВЛТоА3-2(6)} + X_{*КЛТоА3-2(6)}}, \quad (5.6)$$



$$X_{*\Sigma K1(6)} = \frac{0,201 + 0,567 + 0,37}{0,201 + 0,567 + 0,37 + 0,201 + 0,098 + 0,037} = 0,237,$$

$$E_{*C(6)} = \frac{1 \cdot 0,201 + 0,098 + 0,037}{0,201 + 0,567 + 0,37 + 0,201 + 0,098 + 0,037} = 1.$$

В расчетной точке К1 ток короткого замыкания в именованных единицах  $I_{кз}^{(3)}$ , А, формуле рассчитан по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E_{*C(6)}}{X_{*сумм(6)}} \cdot \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.н}}, \quad (5.7)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,237} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 21,2 \text{ кА.}$$

Постоянная времени в точке короткого замыкания на шинах 110 В принята  $T_{пв} = 0,02$  с [3]. Ударный коэффициент тока при коротком замыкании  $k_{уд}$  рассчитан согласно формуле:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{пв}}}, \quad (5.8)$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} = 1,61.$$

Симметричный ударный ток при коротком замыкании на шинах 110 кВ  $i_{уд}^{(3)}$ , кА, при известном ударном коэффициенте  $k_{уд}$  рассчитан согласно формуле:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)} \cdot k_{уд}, \quad (5.9)$$

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 21,2 \cdot 1,6 = 48,165.$$

Расчеты симметричного тока короткого замыкания на шинах низкого напряжения подстанции (точка К2) выполнены аналогично расчетам на шинах

высокого напряжения (точка К1). Рассчитанные параметры схемы и токи сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Рассчитанные параметры схемы и токи в точках К1 и К2

Наименование параметра	$I_{кз}, A$	$i_{уд}, кА$	$K_{уд}$	$X_{сумм(б)}$	$T_{пв}, с$
Точка К1 (рисунок 5.2)	21,2	48	1,61	0,237	0,02
Точка К2 (рисунок 5.2)	34	88,7	1,85	2,698	0,04

Далее произведен расчет несимметричных токов короткого замыкания в точках К1 и К2. Расчет произведен по методике, описанной в [3]. Для расчета токов коротких замыканий в точках К1 составлены схемы обратной и нулевой последовательностей (Приложение Б, рисунок Б.3; Приложение Б, рисунок Б.4).

Согласно [3] сопротивления обратной последовательности имеют значения такие же, как сопротивления прямой последовательности. Для статичных элементов схемы (трансформаторов, системы) значения сопротивлений прямой последовательности равны значениям сопротивления нулевой последовательности. Для линий электропередач сопротивления нулевой последовательности  $X_{*0Л(б)}$  и для трансформаторов  $X_{*0Т(б)}$  рассчитаны по формулам:

$$X_{*0ВЛ(б)} = 4,7 \cdot X_{*ВЛ(б)}, \quad (5.10)$$

$$X_{*0КЛ(б)} = 4 \cdot X_{*КЛ(б)}, \quad (5.11)$$

$$X_{*0Т(б)} = X_{*Тв(б)} + \frac{X_{*Тн1(б)}}{2}, \quad (5.12)$$

$$X_{*0ВЛТоА3-6(б)} = 4,7 \cdot 0,567 = 2,663,$$

$$X_{*0КЛТоА3-6(б)} = 4 \cdot 0,037 = 0,147,$$

$$X_{*0ВЛТоА3-2(б)} = 4,7 \cdot 0,567 = 0,461,$$

$$X_{*0КЛТоА3-6(б)} = 4 \cdot 0,037 = 0,147,$$

$$X_{*0\Gamma(6)} = 0,164 + \frac{2,297}{2} = 1,313.$$

Общее сопротивление  $X_{*0\Sigma K1(6)}$ , определено по формуле:

$$X_{*0\Sigma K1(6)} = 1 / \left( \frac{1}{X_{*0C(6)} + X_{*0ВЛТоА3-6(6)} + X_{*0КЛТоА3-6(6)}} + \frac{1}{X_{*0C(6)} + X_{*0ВЛТоА3-2(6)} + X_{*0КЛТоА3-2(6)}} + \frac{1}{X_{*0\Gamma(6)}} \right), \quad (5.13)$$

$$X_{*0\Sigma K1(6)} = \frac{1}{\frac{1}{0,201 + 2,663 + 0,147} + \frac{1}{0,201 + 0,461 + 0,147} + \frac{1}{1,313}} = 0,429.$$

Для расчета несимметричных токов короткого замыкания необходимо определить добавочные сопротивления по формулам соответственно:

$$\Delta X_{*\Sigma K(6)}^{(1)} = X_{*2\Sigma K(6)} + X_{*0\Sigma K(6)}, \quad (5.14)$$

$$\Delta X_{*\Sigma K(6)}^{(2)} = X_{*2\Sigma K(6)}, \quad (5.15)$$

$$\Delta X_{*\Sigma K(6)}^{(1.1)} = \frac{X_{*2\Sigma K(6)} \cdot X_{*0\Sigma K(6)}}{X_{*2\Sigma K1(6)} + X_{*0\Sigma K(6)}}. \quad (5.16)$$

Расчетные коэффициенты для расчета модулей токов несимметричных токов коротких замыканий  $m^{(n)}$  определены согласно по формулам:

$$m_{K1}^{(1)} = 3, \quad (5.17)$$

$$m_{K1}^{(2)} = \sqrt{3}, \quad (5.18)$$

$$m_{K1}^{(1.1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{*2\Sigma(6)}'' \cdot X_{*0\Sigma(6)}''}{X_{*2\Sigma(6)}'' + X_{*0\Sigma(6)}''}}. \quad (5.19)$$

Токи несимметричных токов коротких замыканий,  $I_K^{(n)}$ , кА, рассчитываются согласно формулам:

$$I_K^{(n)} = \frac{E_{*C(\bar{b})}}{X_{*\Sigma(\bar{b})} + \Delta X_{*\Sigma(\bar{b})}^{(n)}} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot m^{(n)}. \quad (5.20)$$

Несимметричные ударные токи при коротком замыкании  $i_{уд}^{(n)}$ , кА, при  $k_{уд}$  определены по формулам:

$$i_{уд}^{(n)} = \sqrt{2} \cdot I_K^{(n)} \cdot k_{уд}. \quad (5.21)$$

Результаты расчета токов сведены в таблицу 5.2

Таблица 5.2 – Результаты расчета токов

Наименование параметра	$I_{кз}$ , А	$i_{уд}^{(n)}$ , кА	$\Delta X_{доб(\bar{b})}$	$m^{(n)}$
Однофазное короткое замыкание $K^{(1)}$				
Точка К1	16,648	37,9	0,666	3
Точка К2	0	0	$\infty$	3
Двухфазное короткое замыкание $K^{(2)}$				
Точка К1	18,4	41,7	0,237	$\sqrt{3}$
Точка К2	29	76,8	2,298	$\sqrt{3}$
Двухфазное короткое замыкание на землю $K^{(1.1)}$				
Точка К1	19,6	44	0,15	1,54
Точка К2	29	73	2,298	$\sqrt{3}$

## 6 Расчет и выбор электротехнического оборудования подстанции ГПП-1

### 6.1 Расчет и выбор высоковольтных выключателей 110 кВ и реактора 6 кВ

#### 6.1.1 Выключатели на открытом распределительном устройстве 110 кВ

Решено использовать вакуумные высоковольтные выключатели 110 кВ типа ВРС-110 [14] производства концерна «Высоковольтный союз». Характеристики выключателя для оценки пригодности его использования сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Характеристика выключателя ВРС-110

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}}$	110
Номинальный ток, А	$I_{\text{ном}}$	3150
Собственное время включения, с	$t_{\text{соб}}$	0,032
Принятое время срабатывания устройств релейной защиты и автоматики, с	$t_{\text{рза}}$	0,1
Полное время отключения, с	$t_{\text{пол}}$	0,047
Номинальный ток отключения короткого замыкания (сквозной ток) и ток термической стойкости, кА	$I_{\text{ноткл}}$ , $I_{\text{тс}}$	40
Пиковый электродинамический ток короткого замыкания, кА	$I_{\text{эд}}$	81
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{\text{тс}}$	3

Ток протекающий через выключатель ВРС-110 кВ в цепях силовых трансформаторов в режиме нагрузки на трансформаторы 70% от номинальной мощности  $I_{\text{нагр70\%}}$ , рассчитан согласно формуле:

$$I_{\text{нагр70\%}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}, \quad (6.1)$$

$$I_{\text{нагр}70\%} = 0,7 \cdot \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,4 \text{ А.}$$

Ток, протекающий через выключатель ВРС-110 кВ, в цепях силовых трансформаторов в режиме нагрузки на трансформаторы 140% от номинальной мощности  $I_{\text{нагр}140\%}$  (когда один трансформатор в ремонте) рассчитан согласно формуле:

$$I_{\text{нагр}140\%} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}, \quad (6.2)$$

$$I_{\text{нагр}140\%} = 1,4 \cdot \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 562 \text{ А.}$$

Номинальный ток выключателя выше рассчитанных. Время от начала аварии (короткого замыкания) до момента расхождения контактов ВРС-110 на отключение,  $\tau_{\text{н}}$ , с, определено по формуле:

$$\tau_{\text{н}} = t_{\text{рза}} + t_{\text{соб}}, \quad (6.3)$$

$$\tau_{\text{н}} = 0,01 + 0,032 = 0,042 \text{ с.}$$

Доля содержания апериодической составляющей тока  $\beta=33\%$ . Отключающая способность выключателя ВРС-110 выше тока короткого замыкания. Апериодическая составляющая тока короткого замыкания  $i_{\text{акз}}$ , кА, и отключающей способности выключателя  $i_{\text{апв}}$ , кА, рассчитаны по формулам соответственно:

$$i_{\text{акз}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \cdot e^{-\tau_{\text{н}}/\Gamma_{\text{ин}}}, \quad (6.4)$$

$$i_{\text{апв}} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta / 100 \right) \cdot I_{\text{ноткл}}, \quad (6.5)$$

$$i_{\text{акз}} = \sqrt{2} \cdot 21,2 \cdot e^{-0,042/0,02} = 2,587 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{апв}} = \left( \sqrt{2} \cdot 33 / 100 \right) \cdot 40 = 18,7 \text{ кА.}$$

Соблюдается условие  $i_{акз} < i_{апв}$ . Значения токов короткого замыкания меньше сквозных токов короткого замыкания, которые способен отключить выключатель ВРС-110. Время, за которое будет отключен ток короткого замыкания  $t_{кзо}$ , с, рассчитано по формуле:

$$t_{кзо} = t_{рза} + t_{пол}, \quad (6.6)$$

$$t_{кзо} = 0,01 + 0,047 = 0,057 \text{ с.}$$

Оценку теплового воздействия тока короткого замыкания производят с помощью интеграла Джоуля  $W$ ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ , рассчитываемого с помощью формулы:

$$W = I_{кз}^2 \cdot t_{кзо} + T_{пв}, \quad (6.7)$$

$$W = 21,2^2 \cdot (0,057 + 0,02) = 34,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Интеграл Джоуля, выдерживаемый выключателем ВРС-110  $W_d$ ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ , рассчитывается по формуле:

$$W_d = I_{тс}^2 \cdot t_{кзо}, \quad (6.8)$$

$$W_d = 40^2 \cdot 0,057 = 91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

### **6.1.2 Расчет реактора 6 кВ для ограничения токов короткого замыкания**

Для ограничения токов коротких замыкания решено установить сухие токоограничивающие реакторы в вводных ячейках 6 кВ. Реакторы в отходящих линиях технически и морально устарели, решено их демонтировать.

Минимальное сечение алюминиевого кабеля, отходящего от сборных 6 кВ равно  $s_{\min} = 25 \text{ мм}^2$ . Также реакторы должны обеспечить коммутационную способность выключателей 6 кВ. Второе условие выбора реактора - ограниче-

ние токов короткого замыкания для обеспечений коммутационной способности выключателей 6 кВ. Решено использовать распределительное устройство типа КРУ-СЭЩ-70 [15], монтируемый в модули электротехнических блоков полной заводской готовности со встроенными системой вентиляции, отопления, сигнализацией. В ячейки отходящих линий решено установить выключатели марки LF-1 [16]. Номинальный ток отключения короткого замыкания (сквозной ток) и ток термической стойкости  $I_{\text{ноткл}}=20$  кА,  $t_{\text{собр}}=0,03$  с,  $t_{\text{пол}}=0,05$  с.  $\tau_{\text{н}}$ , с, и  $t_{\text{кзо}}$ , с, рассчитаны по формулам (6.3) и (6.6) соответственно:

$$\tau_{\text{н}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с,}$$

$$t_{\text{кзо}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

$\beta=56$  %. Ток протекающий через выключатель 6 кВ в цепях силовых трансформаторов в режиме нагрузки на трансформаторы 140% от номинальной мощности  $I_{\text{нагр}}$  (когда один трансформатор в ремонте) рассчитан согласно формуле (6.2):

$$I_{\text{нагр}} = \frac{S_{\text{нс макс}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{ср}}}, \quad (6.9)$$

$$I_{\text{нагр}} = \frac{108059}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 4951 \text{ А.}$$

Суммарное сопротивление элементов реактора  $X_{\text{рез.дор.}}$ , Ом, рассчитано по формуле:

$$X_{\text{рез.дор.}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кК1}}^{(3)}}, \quad (6.10)$$

$$X_{\text{рез.дор.}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 21,2} = 0,172 \text{ Ом.}$$



Для обеспечения отключающей способности выключателя  $I_{к.о.откл}$ , кА, и термической стойкости  $I_{к.тр.откл}$ , кА, рассчитаны требуемые токи коротких замыкания по соответствующим формулам:

$$I_{к.тр.откл} = \frac{I_{ноткл} \cdot \left(1 + \beta\right)}{1 + e^{-\tau/T_{аКЗ}}}, \quad (6.11)$$

$$I_{к.тр.откл} = \frac{s \cdot C_T \cdot 10^3}{\sqrt{t_{кзо} + T_{аКЗ}}}, \quad (6.12)$$

Где  $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

$$I_{к.о.откл} = \frac{20 \cdot \left(1 + 0,56\right)}{1 + e^{-0,04/0,04}} = 16,8 \text{ кА},$$

$$I_{к.тр.тк} = \frac{90 \cdot 90 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{0,035 + 0,06}} = 7,3 \text{ кА}.$$

Сопротивление требуемое по току короткого замыкания  $X_{тр}$ , Ом, рассчитано по формуле:

$$X_{тр} = \frac{U_{\text{сред.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.тр.тк}}, \quad (6.13)$$

$$X_{тр} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 7,3} = 0,498 \text{ Ом}.$$

Сопротивление реактора  $X_{тр.р}$ , Ом, рассчитано по формуле:

$$X_{тр.р} = X_{тр} - X_{рез.дор.}, \quad (6.14)$$

$$X_{тр.р} = 0,498 - 0,172 = 0,327 \text{ Ом}.$$

Решено установить реактор типа РТСТГ 6-5000-0,35 УХЛ2. Сопротивление  $X_p = 0,35 \text{ Ом}$ .

Номинальные параметры реактора (ток и напряжение) равны 5000 А, 6 кВ. Максимальная ток короткого замыкания по условию термической стойкости и условию электродинамической стойкости равны соответственно 12,5 кА, 31,8 кА. Токи короткого замыкания после установки реактора  $I_{кзр}^{(3)}$ , кА,  $i_{удзр}^{(3)}$ , кА, рассчитаны по формуле:

$$I_{кзр}^{(3)} = \frac{U_{\text{сред.ном}}}{\sqrt{3} \cdot (R_{\text{рез.дор.}} + X_p)}, \quad (6.15)$$

$$i_{удзр}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{кзр}^{(3)} \cdot K_{уд}, \quad (6.16)$$

$$I_{кзр}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot (0,172 + 0,35)} = 6,9 \text{ кА},$$

$$i_{удзр}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 6,364 \cdot 1,846 = 18,2 \text{ кА}.$$

Интегралы Джоуля  $B$ ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ,  $B_d$ ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ , рассчитаны с помощью формул (6.7), (6.8):

$$B = 6,974^2 \cdot (0,035 + 0,06) = 4,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_d = 12,5^2 \cdot 0,035 = 5,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Остаточное напряжение  $U_{\text{ост}}$ , %, равно:

$$U_{\text{ост}} = X_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{кзр}^{(3)}}{U_{\text{сред.ном}}} \cdot 100, \quad (6.17)$$

$$U_{\text{ост}} = 0,35 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 6,9}{6,3} \cdot 100 = 67\%.$$

### 6.1.3 Расчет и выбор выключателей, устанавливаемых в распределительном устройстве 6 кВ

В вводных и секционной ячейках 6 кВ выбран выключатель марки ZN63A-12 (VS1). Проверка выключателей 6 кВ выполнена аналогично проверке выключателей 110 кВ. Результаты проверки выключателя сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет выключателя ZN63A-12 (VS1)

Обозначение параметров выключателя	Единица измерения	Значение	Обозначение параметров сети	Единица измерения	Значение
$U_{ном}$	кВ	6	$U_{ном}$	кВ	6
$I_{ном}$	А	5000	$I_{макс}$	А	4951
$I_{ноткл}$ $I_{тс}$	кА	50	$I_{кз}$	кА	6,9
$i_{эд}$	кА	130	$i_{уд}$	кА	18,2
$i_{апв}$	кА	23	$i_{акз}$	кА	4,3
$B_d$	кА <sup>2</sup> ·с	130	$B$	кА <sup>2</sup> ·с	6,6
$t_{собр}=0,03$ с, $t_{рза}=0,01$ с, $t_{пол}=0,05$ с, $t_{тст}=3$ с, $\beta=40$ %, $I_{нагр70\%}=2566$ А					
Вывод: выключатель соответствует параметрам сети					

Результаты проверки выключателя LF-1 сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет выключателя LF-1

Обозначение параметров выключателя	Единица измерения	Значение	Обозначение параметров сети	Единица измерения	Значение
$U_{ном}$	кВ	6	$U_{ном}$	кВ	6
$I_{ном}$	А	1000	$I_{макс}$	А	706
$I_{ноткл}$ , $I_{тс}$	кА	20	$I_{кз}$	кА	6,9
$i_{эд}$	кА	50	$i_{уд}$	кА	18,2
$i_{апв}$	кА	15,9	$i_{акз}$	кА	4,3
$B_d$	кА <sup>2</sup> ·с	56	$B$	кА <sup>2</sup> ·с	4,62
$t_{собр}=0,03$ с, $t_{рза}=0,01$ с, $t_{пол}=0,05$ с, $t_{тст}=3$ с, $\beta=40$ %, $I_{нагр70\%}=370$ А					
Вывод: выключатель соответствует параметрам сети					

## 6.2 Расчет и выбор высоковольтных разъединителей

В качестве секционных разъединителей и разъединителей установленных в ячейках линий 110 кВ решено использовать разъединители типа РГ-110 [17]. Параметры разъединителя сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет разъединителя РГ-110/3150-УХЛ1

Обозначение параметров выключателя	Единица измерения	Значение	Обозначение параметров сети	Единица измерения	Значение
$U_{ном}$	кВ	110	$U_{ном}$	кВ	110
$I_{ном}$	А	3150	$I_{макс}$	А	542,5
$I_{скв}$ , $I_{тс}$	кА	40	$I_{кз}$	кА	21,2
$i_{эд}$ , $i_{скв}$	кА	102	$i_{уд}$	кА	48
$B_d$	кА <sup>2</sup> ·с	102	$B$	кА <sup>2</sup> ·с	37
$t_{собр}=0,03$ с, $t_{рза}=0,01$ с, $t_{пол}=0,05$ с, $t_{тст}=3$ с, $\beta=40$ %, $I_{нагр70\%}=281,4$ А					

## 6.3 Расчет и выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

### 6.3.1 Выбор измерительных трансформаторов тока 110 кВ

На открытом распределительном устройстве 110кВ решено установить трансформаторы тока типа ТРГ-УЭТМ<sup>®</sup>-110 [18]. Основные характеристики для проверки соответствия трансформаторов тока требованиям сети приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Расчет и выбор трансформатора тока ТРГ-УЭТМ<sup>®</sup>-110

Обозначение параметров оборудования	Единица измерения	Значение	Обозначение параметров сети	Единица измерения	Значение
$U_{ном}$	кВ	110	$U_{ном}$	кВ	110
$I_{1ном}$	А	600	$I_{макс}$	А	562,5
$I_{скв}$ , $I_{тс}$	кА	40	$I_{кз}$	кА	21,2

$i_{эд}, i_{скв}$	кА	102	$i_{уд}$	кА	48
$B_d$	кА <sup>2</sup> ·с	4800	В	кА <sup>2</sup> ·с	1348
$t_{тс} = 3$ с, $I_{нагр70\%} = 281,4$ А					
Расчетное сопротивление контактов $z_k = 0,1$ Ом					
Допустимый импеданс для вторичной обмотки 0,2S $z_{д0,2S} = 2$ Ом					
Допустимый импеданс для вторичной обмотки 0,5 $z_{д0,5} = 1,2$ Ом					
Принятая длина проводов вторичных обмоток $l = 64,9$ м из алюминия с удельным сопротивлением $\rho_{ал} = 0,0283$ Ом·мм <sup>2</sup> /м					

Вторичный ток  $I_{2н} = 5$  А. Интеграл Джоуля В, кА<sup>2</sup>·с при  $t_{тс} = 3$  с, определен по формуле:

$$B = I_{кр}^2 \cdot t_{тс}, \quad (6.18)$$

$$B = 21,2^2 \cdot 3 = 153,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Интеграл Джоуля, выдерживаемый ТРГ-УЭТМ<sup>®</sup>-110 В<sub>д</sub>, кА<sup>2</sup>·с, рассчитан по формуле (6.8):

$$B_d = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Параметры первичных цепей трансформатора тока удовлетворяют требованиям сети.

Далее произведен расчет параметров вторичных цепей. Для трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках воздушных линий 110кВ нагрузки вторичных обмоток сведены в таблицу 6.б.

Таблица 6.6 – Приборы, подключаемые ко вторичным обмоткам ТРГ-УЭТМ®-110 в цепях воздушных линий 110 кВ

Класс точности обмотки	Тип прибора	Нагрузка S, ВА	Задействованные фазы
0,2S	Счетчик электроэнергии ЕМ132	0,1·3	А, В, С
Итого по обмотке 0,2S (для каждый из фаз А, В, С) S <sub>вт</sub> , ВА		0,1	
0,5	Амперметр РА194И-2К1Т	0,51	А
0,5	Ваттметр PS194Р-2К1Т	0,07	А, В, С
0,5	Фиксирующий измерительный прибор ФИП-2А	2,99	А, В, С
Итого по обмотке 0,2S (для фазы А)		4,2	
Итого по обмотке 0,5 (для каждой из фаз В, С) S <sub>вт</sub> , ВА		3,7	

Произведён расчет сечений алюминиевых проводов во вторичных обмотках. Сопротивление подключаемых приборов учета и измерений  $z_{пр}$ , Ом, рассчитано согласно формуле:

$$z_{пр} = S_{вт} / I_{2н}^2, \quad (6.19)$$

$$z_{пр0,2S} = 0,1/5^2 = 0,004 \text{ Ом},$$

$$z_{пр0,5} = 4,2/5^2 = 0,168 \text{ Ом}.$$

Максимальное сопротивление проводников  $z_{пров}$ , Ом, равно:

$$z_{пров} = z_d - z_k - z_{пр}, \quad (6.20)$$

$$z_{пров0,2S} = 2 - 0,1 - 0,004 = 1,896 \text{ Ом},$$

$$z_{пров0,5} = 1,2 - 0,1 - 0,168 = 0,932 \text{ Ом}.$$

Сечение  $S_{пр}$ , мм<sup>2</sup>, рассчитано согласно формуле:

$$S_{пр} = \frac{\rho_{ал} \cdot l}{z_{пров}}, \quad (6.21)$$

$$S_{\text{пр}0,2\text{S}} = \frac{0,0283 \cdot 64,9}{1,896} = 0,968 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{пр}0,5} = \frac{0,0283 \cdot 64,9}{0,932} = 1,97 \text{ мм}^2.$$

Выбраны алюминиевые провода с сечением 1 и 2 мм<sup>2</sup>

### 6.3.2 Трансформаторы тока 6 кВ

В вводных и секционной ячейках комплектного распределительного устройства типа КРУ-СЭЩ-70 решено установить шинные трансформаторы тока типа ТШЛ-СЭЩ-6 У2 [19]. Результаты расчета и проверки трансформаторов на соответствие параметров сети сведен в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 – Расчет и выбор трансформатора тока 6 кВ

Обозначение параметров оборудования	Единица измерения	Значение	Обозначение параметров сети	Единица измерения	Значение
$U_{\text{ном}}$	кВ	6	$U_{\text{ном}}$	кВ	6
$I_{\text{Iном}}$	А	5000	$I_{\text{макс}}$	А	4951
$I_{\text{скв}}, I_{\text{тс}}$	кА	175	$I_{\text{кз}}$	кА	6,9
$i_{\text{эд}}, i_{\text{скв}}$	кА	250	$i_{\text{уд}}$	кА	18
$B_{\text{д}}$	кА <sup>2</sup> ·с	4800	$B$	кА <sup>2</sup> ·с	146
$t_{\text{тс}}=3 \text{ с}, I_{\text{нагр}70\%}=2566 \text{ А}, I_{2\text{н}}=5 \text{ А}$					
Расчетное сопротивление контактов $z_{\text{к}}=0,1 \text{ Ом}$					
Допустимый импеданс для вторичной обмотки 0,2S $z_{\text{д}0,2\text{S}}=1,2 \text{ Ом}$					
Допустимый импеданс для вторичной обмотки 0,5 $z_{\text{д}0,5}=1,2 \text{ Ом}$					
Принятая длина проводов вторичных обмоток $l=44,9 \text{ м}$ из алюминия с удельным сопротивлением $\rho_{\text{ал}}=0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$					

Расчет сечений вторичных кабелей сведен в таблицы 6.8 и 6.9.

Таблица 6.8 – Приборы, подключаемые ко вторичным обмоткам вводного трансформатора тока 6 кВ

Класс точности обмотки	Тип прибора	Нагрузка S, ВА	Задействованные фазы
0,2S	Счетчик электроэнергии Меркурий 231 АТ-01	0,049·3	А, В, С
Итого по обмотке 0,2S (для каждый из фаз А, В, С) $S_{вт}$ , ВА		0,049	
0,5	Амперметр РА194И-2К1Т	0,51	А
0,5	Ваттметр PS194Р-2К1Т	0,069	А, В, С
Итого по обмотке 0,5 (для фазы А)		0,579	
Итого по обмотке 0,5 (для каждой из фаз В, С) $S_{вт}$ , ВА		0,069	
$z_{пр0,2S}=0,002$ Ом		$z_{пр0,5}=0,023$ Ом	
$z_{пров0,2S}=1,098$ Ом,		$z_{пров0,5}=1,077$ Ом	
$s_{пр0,2S}=1,16$ мм <sup>2</sup>		$s_{пр0,5}=1,182$ мм <sup>2</sup>	
Выбраны алюминиевые провода с сечением 2 мм <sup>2</sup>			

Таблица 6.9 – Приборы, подключаемые ко вторичным обмоткам секционного трансформатора тока 6 кВ

Класс точности обмотки	Тип прибора	Нагрузка S, ВА	Задействованные фазы
0,5	Амперметр РА194И-2К1Т	0,51	А
Итого по обмотке 0,2S (для фазы А)		0,51	
$z_{пр0,5}=0,02$ Ом			
$z_{пров0,5}=1,08$ Ом			
$s_{пр0,5}=1,18$ мм <sup>2</sup>			
Выбраны алюминиевые провода с сечением 2 мм <sup>2</sup>			

В цепях отходящих линий 6 кВ установлены трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-6 [20]. Результаты проверки на соответствие параметрам сети сведены в таблицы 6.10 и 6.11.



Таблица 6.10 – Расчет и выбор трансформатора тока 6 кВ

Обозначение параметров оборудования	Единица измерения	Значение	Обозначение параметров сети	Единица измерения	Значение
$U_{ном}$	кВ	10	$U_{ном}$	кВ	10
$I_{I_{ном}}$	А	800	$I_{макс}$	А	706
$I_{скв}, I_{тс}$	кА	31,5	$I_{кз}$	кА	6,9
$i_{эд}, i_{скв}$	кА	81	$i_{уд}$	кА	18
$B_d$	кА <sup>2</sup> ·с	2980	$B$	кА <sup>2</sup> ·с	146
$t_{тс}=3$ с, $I_{нагр70\%}=370$ А, $I_{2н}=5$ А					
Расчетное сопротивление контактов $z_k=0,1$ Ом					
Допустимый импеданс для вторичной обмотки 0,2S $z_{д0,2S}=1,2$ Ом					
Допустимый импеданс для вторичной обмотки 0,5 $z_{д0,5}=1,2$ Ом					
Принятая длина проводов вторичных обмоток $l=44,9$ м из алюминия с удельным сопротивлением $\rho_{ал}=0,0283$ Ом·мм <sup>2</sup> /м					

Таблица 6.11 – Приборы, подключаемые ко вторичным обмоткам трансформатора тока 6 кВ отходящих линий 6 кВ

Класс точности обмотки	Тип прибора	Нагрузка $S_{втор}$ , ВА	Задействованные фазы
0,2S	Счетчик электроэнергии Меркурий 231 АТ-01	0,049·3	А, В, С
Итого по обмотке 0,2S (для каждый из фаз А, В, С) $S_{вт}$ , ВА		0,049	
0,5	Амперметр РА194I-2К1Т	0,51	А
Итого по обмотке 0,2S (для фазы А)		0,51	
$z_{пр0,2S}=0,002$ Ом		$z_{пр0,5}=0,0201$ Ом	
$z_{пров0,2S}=1,097$ Ом,		$z_{пров0,5}=1,079$ Ом	
$s_{пр0,2S}=1,162$ мм <sup>2</sup>		$s_{пр0,5}=1,178$ мм <sup>2</sup>	
Выбраны алюминиевые провода с сечением 2 мм <sup>2</sup>			

### 6.3.3 Измерительные трансформаторы напряжения

На открытом распределительном устройстве 110 кВ решено установить элегазовые трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110 [21]. Параметры трансформатора напряжения 110 кВ следующие:  $U_{ном}=110/\sqrt{3}$  кВ; классы точ-

ности вторичных обмоток 0,2, 0,5, 3Р; максимальная разрешенная нагрузка для обмотки класса точности 0,2  $S_{д0,2}=100$  ВА, для обмотки класса точности 0,5  $S_{д0,5}=200$  ВА. Мощность вторичной нагрузки приведена в таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Приборы, подключаемые ко вторичным обмоткам трансформатора напряжения 110 кВ ЗНОГ-110

Класс точности обмотки	Тип прибора	Нагрузка $S_{втор}$ , ВА	Суммарные мощности	
			$P_{пр}$ , Вт	$Q_{пр}$ , вар
0,2S	Счетчик электроэнергии Меркурий 231 АТ-01	0,0399·3 при $\cos \varphi = 0,176$ , $\sin \varphi = 0,971$	0,021	0,1162
Итого по обмотке 0,2			0,021	0,1162
0,5	Ваттметр СР3020	0,099·3 при $\cos \varphi = 0,0381$ , $\sin \varphi = 0,924$	0,1132	0,275
0,5	Вольтметр V-03	3·3 при $\cos \varphi = 0,669$ , $\sin \varphi = 0,744$	6,02	6,7
0,5	ФИП-2	3·3 при $\cos \varphi = 0$ , $\sin \varphi = 1$	9	0
Итого по обмотке 0,5			15,133	6,975

Суммарная мощность приборов  $S_{сумм}$ , ВА, рассчитана согласно формуле:

$$S_{сумм} = \sqrt{P_{пр}^2 + Q_{пр}^2}, \quad (6.22)$$

$$S_{сумм0,2} = \sqrt{0,021^2 + 0,1162^2} = 0,12 \text{ ВА},$$

$$S_{сумм0,5} = \sqrt{12,133^2 + 6,975^2} = 13,4 \text{ ВА}.$$

Параметры трансформатора удовлетворяют требованиям сети и нагрузки. В КРУ-СЭЩ-70 решено установить трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-6 [22]. Параметры трансформатора напряжения 10 кВ следующие:  $U_{ном} = 10,5/\sqrt{3}$  кВ; классы точности вторичных обмоток 0,2, 0,5, 3Р; максимальная разрешенная нагрузка для обмотки класса точности 0,2  $S_{д0,2}=25$  ВА, для обмотки класса точности 0,5  $S_{д0,5}=50$  ВА. Мощность вторичной нагрузки приведена в таблице 6.13.

Таблица 6.13 – Нагрузка вторичной обмотки ЗНОЛ-СЭЩ-6

Класс точности обмотки	Тип прибора	Нагрузка $S_{\text{втор}}, \text{ВА}$	Суммарные мощности	
			$P_{\text{пр}}, \text{Вт}$	$Q_{\text{пр}}, \text{вар}$
0,2S	Счетчик электроэнергии Меркурий 231 АТ-01	2·3·7 при $\cos \varphi = 0,499$ , $\sin \varphi = 0,865$	20,96	36,3
Итого по обмотке 0,2			20,96	36,3
0,5	Ваттметр СР3020	0,099·3 при $\cos \varphi = 0,0381$ , $\sin \varphi = 0,924$	0,1131	0,274
0,5	Вольтметр V-03	3·3 при $\cos \varphi = 0,669$ , $\sin \varphi = 0,744$	6,02	6,7
0,5	Вольтметр ЦВ2131	0,5 при $\cos \varphi = 1$ , $\sin \varphi = 0$	0,5	0
Итого по обмотке 0,5			6,63	6,974
$S_{\text{сумм}0,2S} = 22,62 \text{ ВА}$				
$S_{\text{сумм}0,5} = 9,62 \text{ ВА}$				
Параметры трансформатора удовлетворяют требованиям сети и нагрузки.				

## 6.4 Выбор электрической ошиновки

### 6.4.1 Выбор типа ошиновки 110 кВ

На подстанции на открытом распределительном устройстве 110 кВ решено использовать жёсткую ошиновку из труб алюминиевого сплава 1615Т. Расчет произведен по методике в [3]. Площадь поперечного сечения стенок труб  $s_{\text{эк}}, \text{мм}^2$ , исходя из экономической плотности тока  $j_{\text{эkh}} = 1 \text{ А/мм}^2$ , рассчитано по формуле:

$$s_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{макс}}}{j_{\text{эkh}}}, \quad (6.23)$$

$$s_{\text{эк}} = \frac{562}{1} = 562 \text{ мм}^2.$$

Исходные данные для расчета ошиновки сведены в таблицу 6.14.

Таблица 6.14 – Исходные данные для расчета жесткой ошиновки 110 кВ

Наименование расчетной величины	Единица измерения	Значение
Расстояние между шинами $a_{ш}$	м	6,59
Модуль упругости сплава шин $E$	Па	$7 \cdot 10^{10}$
Наружный диаметр труб $D_n$	м	0,04
Внутренний диаметр $d_{вн}$	м	0,036
Длительно допустимый ток $I_{дл}$	А	765
Коэффициент шинной конструкции $g_1$	-	3,14
Коэффициент расположения $k_p$	-	1
Коэффициент формы $k_{фр}$	-	1
Длина пролета $l_{прод}$	м	6,59
Коэффициент $C_{терм}$	$A \cdot c^{0,5} / мм^2$	66
Сопротивление разрыву $\sigma_{разр}$	МПА	318
Плотность материала 1915Т $\rho_{1915T}$	$кг/м^3$	2770
Расчетное сечение трубы $s_{рас}$	$мм^2$	238
Коэффициент шинной конструкции $\lambda$		8
Коэффициент электродинамической нагрузки $\eta$		0,35

Наименьшее сечение шин  $s_{тс}$ ,  $мм^2$ , для обеспечения термической стойкости рассчитано по формуле:

$$s_{тс} = \frac{\sqrt{B}}{C_{терм}}, \quad (6.24)$$

$$s_{тс} = \frac{\sqrt{B}}{C_{терм}} = \frac{\sqrt{3947000}}{66} = 31 \text{ мм}^2.$$

Моменты инерции  $J_{труб}$ ,  $м^4$ , и момент сопротивления  $W_{труб}$ ,  $м^3$ , для шин на открытом распределительном устройстве 110 кВ рассчитаны согласно формул:

$$J_{труб} = \frac{\pi \cdot (D_n^4 - d_{вн}^4)}{64}, \quad (6.25)$$

$$W_{труб} = \frac{\pi \cdot (D_n^4 - d_{вн}^4)}{32 \cdot D_n}, \quad (6.26)$$

$$J_{труб} = \frac{\pi \cdot (0,04^4 - 0,036^4)}{64} = 4,32 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4,$$

$$W_{\text{труб}} = \frac{\pi \cdot (0,04^4 - 0,036^4)}{32 \cdot 0,04} = 2,161 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Расчётная масса на один метр трубной шины  $m_{1\text{м}}$ , кг, рассчитана по формуле:

$$m_{1\text{м}} = l \cdot s_{\text{рас}} \cdot \rho_{1915\Gamma}, \quad (6.27)$$

$$m_{1\text{м}} = 1 \cdot 0,000238 \cdot 2770 = 0,662 \text{ кг/м.}$$

Для того, чтобы не возник механический резонанс при протекании тока короткого замыкания, собственная частота шин должна быть менее 30 Гц. Собственная частота шинной конструкции из труб  $f_{\text{труб}}$ , Гц, рассчитана согласно формуле:

$$f_{\text{труб}} = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{прол}}} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_{\text{труб}}}{m_{1\text{м}}}}, \quad (6.28)$$

$$f_{\text{труб}} = \frac{3,14^2}{2 \cdot \pi \cdot 6,59^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 4,322 \cdot 10^{-8}}{0,487}} = 0,025 \text{ Гц.}$$

Сила  $F_{\text{макс}}$ , Н, которая действует на трубчатые шины при протекании по ним короткозамкнутого тока, рассчитана согласно формуле:

$$F_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{2} \cdot l_{\text{прол}} \cdot \left( \sum_{\text{уд}} \right) \cdot K_{\phi} \cdot K_{\text{расп}}, \quad (6.29)$$

$$F_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{2} \cdot 6,59 \cdot 48000^2 \cdot 1 \cdot 1 = 1315 \text{ Н.}$$

Напряжение в трубчатой шине от действия тока короткого замыкания  $\sigma_{\text{кз}}$ , Па, рассчитано по формуле:

$$\sigma_{\text{кз}} = \frac{F_{\text{макс}} \cdot l_{\text{прол}}}{\lambda \cdot W_{\text{труб}}} \cdot \eta, \quad (6.30)$$

$$\sigma_{\text{кз}} = \frac{1315 \cdot 6,59}{8 \cdot 1,15 \cdot 10^{-6}} \cdot 0,35 = 175400000 \text{ Па} = 175,4 \text{ МПа}.$$

Максимальное допустимое механическое напряжение  $\sigma_{\text{м}}$ , МПа:

$$\sigma_{\text{м}} = 0,7 \cdot \sigma_{\text{разр}}, \quad (6.31)$$

$$\sigma_{\text{мс}} = 0,7 \cdot 318 = 222,6 \text{ МПа}.$$

Расчетное напряжение в шинах меньше максимального допустимого, следовательно шинная конструкция стойкая к воздействию аварийных токов.

#### 6.4.2 Расчет ошиновки 6 кВ

Ошиновка 6 кВ от вводов силовых трансформаторов до вводных изоляторов 6 кВ в КРУ-6 кВ выполнена шинами коробчатого сечения, расположенными в горизонтальной плоскости. Расчет шин выполнен аналогично как для расчета шин 110 кВ. Исходные данные для расчета сведены в таблицу 6.15.

Таблица 6.15 – Исходные данные для расчета жесткой ошиновки 6 кВ

Наименование расчетной величины	Единица измерения	Значение
Коэффициент расположения $k_p$	-	1
Высота $a$	м	0,225
Ширина $b$	м	0,105
Толщина $s$ /радиус изгиба $r$	м	0,0125/ /0,0016
Расчетное сечение шин $S_{\text{рас}}$	м <sup>2</sup>	0,00488
Длина периметра $p$	м	1,5
Сопротивление разрыву $\sigma_{\text{разр}}$	МПа	127
Длительно допустимый ток $I_{\text{дл}}$	А	10300
Модуль упругости сплава шин $E$	Па	$7 \cdot 10^{10}$
Расстояние между осями $b_{\text{ос}}$	м	0,4
Коэффициент формы $k_{\text{фр}}$		1
Коэффициент шинной конструкции $\gamma_1$		4,73
Коэффициент шинной конструкции $\lambda$		12
Собственная частота шинной конструкции $f_k$	Гц	4108
Расчётная масса на один метр шины $m_{1\text{м}}$	кг/м	30
Длина пролета $l_{\text{прол}}$	м	1
Сила $F_{\text{макс}}$	Н	68,9

Максимальное допустимое механическое напряжение  $\sigma_{\text{макс}}$ , МПа, рассчитано по формуле (6.21):

$$\sigma_{\text{макс}} = 0,7 \cdot 127 = 88,9 \text{ МПа.}$$

Моменты инерции для коробчатой шины  $J_{\text{ш}}$ , м<sup>4</sup>, определяются как:

$$J_{\text{ш}} = \frac{2 \cdot s_{\text{ш}}}{6 \cdot a} \cdot p \cdot c, \quad (6.32)$$

$$J_{\text{ш}} = \frac{2 \cdot 0,00488}{6 \cdot 0,225} \cdot 1,5 \cdot 0,0125 = 1,399 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4.$$

Моменты сопротивления для коробчатой шины  $W$ , м<sup>4</sup>, определяются как:

$$W = 2 \cdot \frac{a \cdot \left(\frac{b}{2}\right)^3 - (b - 2 \cdot c) \cdot \left(\frac{b}{2} - b\right)^3 + 2 \cdot b \cdot \left(b - \frac{b}{2}\right)^3}{3 \cdot \left(b - \frac{b}{2}\right)}, \quad (6.33)$$

$$W = 2 \cdot \left( 0,225 \cdot \left(\frac{0,105}{2}\right)^3 - (0,105 - 2 \cdot 0,0125) \cdot \left(\frac{0,105}{2} - 0,105\right)^3 + 2 \cdot 0,105 \cdot \left(0,105 - \frac{0,105}{2}\right)^3 \right) / 3 \cdot \left(0,105 - \frac{0,105}{2}\right) = 9,463 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3.$$

Напряжение действия тока короткого замыкания  $\sigma_{\text{к}}$ , Па, рассчитывается:

$$\sigma_{\text{к}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{\lambda \cdot a_{\text{ос}}} \cdot 1^2 \cdot \left( \overset{(3)}{\underset{\text{удкЗ}}{\curvearrowright}} \right) \cdot K_{\text{ф}} \cdot K, \quad (6.34)$$

$$\sigma_{\text{к}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{12 \cdot a_{\text{ос}}} \cdot 1^2 \cdot \left( \overset{(3)}{\underset{87}{\curvearrowright}} \right) \cdot 1 \cdot 1 = 283 \text{ Па.}$$

Расчетное напряжение в шинах меньше максимального допустимого, следовательно шинная конструкция стойкая к воздействию аварийных токов.

### 6.4.3 Расчет гибкой ошиновки 110 кВ

Перемиčky между оборудованием, спуски на оборудование решено выполнить посредством сталеалюминиевого провода марки типа АС. Площадь поперечного сечения  $s_{AC}$ , мм<sup>2</sup>, рассчитано по формуле (6.23):

$$s_{AC} = \frac{176}{1} = 176 \text{ мм}^2.$$

Выбран провод АС-240/32. Параметры провода: диаметр  $d=0,0216$  м; радиус  $r_{AC}=0,0108$  м;  $I_{длд}=610$  А Среднее геометрическая дистанция между фазами  $D_{срг}$ , м, рассчитана по формуле:

$$D_{срг} = \sqrt[3]{2 \cdot I_{\phi}^3}, \quad (6.35)$$

$$D_{срг} = \sqrt[3]{2 \cdot 2^3} = 2,519 \text{ м} = 251,9 \text{ см}.$$

Напряженность электрического поля, при которой возникает коронный разряд  $E_{кр}$ , кВ/с, определена по формуле:

$$E_{кр} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{AC}}} \right), \quad (6.36)$$

$$E_{кр} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 32 \text{ кВ/см}.$$

Фактическая напряженность электрического поля у провода  $E_{\phi}$ , кВ/с:

$$E_{\phi} = \frac{0,354 \cdot U_{срн}}{r_{AC} \cdot \lg \frac{D_{AC}}{r_{AC}}}, \quad (6.37)$$

$$E_{\phi} = \frac{0,354 \cdot 115}{1,08 \cdot \lg \frac{251,9}{1,08}} = 16 \text{ кВ/с}.$$



Для того, чтобы не возникал коронный разряд необходимо чтобы было выполнено условие:

$$1,07 \cdot 16 \leq 0,9 \cdot E_{кр}, \quad (6.38)$$

$$17,1 \leq 28,8 \text{ кВ/с.}$$

### 6.5 Расчет кабелей 6 кВ

Расчетный ток кабеля  $I_{рас}$ , А, определен согласно формуле (6.2). Площадь поперечного кабеля  $s_{каб}$ , мм<sup>2</sup>, рассчитана по формуле (6.23). Длительной допустимый ток фактически имеет меньшее значение, так как необходимо учитывать способ прокладки ( $k_1$  - коэффициент, учитывающий температуру среды;  $k_2$  - коэффициент учитывающий число рядом прокладываемых кабелей) [2]. Скорректированный длительно допустимый ток  $I_{длр}$ , А, рассчитан как:

$$I_{длр} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{длдоп}, \quad (6.39)$$

$$I_{длр} = 1,2 \cdot 0,87 \cdot 330 = 344,52 \text{ А.}$$

Длительно допустимый ток в режиме до аварии  $I_{дла}$ , А,:

$$I_{дла} = 1,3 \cdot I_{длр}, \quad (6.40)$$

$$I_{дла} = 1,3 \cdot 344,52 = 447,876 \text{ А.}$$

Потеря напряжения в кабеле  $\Delta U_k$ , %, рассчитана согласно формуле:

$$\Delta U_k = \frac{I_{дла} \cdot l_k \cdot \cos \varphi}{U_{срн}} \cdot 100\%, \quad (6.41)$$

где  $\cos \varphi$  – угол фазового сдвига между током и напряжением;

$l_k$  – длина кабеля, км.

Результаты выбора кабелей 10 кВ сведен в Приложение В, таблица В.1.

## 7 Выбор и расчет релейной защиты подстанции ГПП-1

### 7.1 Общие данные

Основные защиты силовых трансформаторов 110 кВ: дифференциальная и газовая защиты. Максимальная токовая защита используется для защиты от перегрузок и резерва. На секционном выключателе 10 кВ установлена автоматика включения резерва. На отходящих линиях к подстанциям 10 кВ используется токовая отсечка и максимальная токовая защита. Для защиты оборудования необходимо просчитать уставки защит [24].

### 7.2 Расчет токов короткого замыкания на линии от подстанции 110/6кВ до цеховой подстанции ТП-7

Активное  $R_k$ , Ом, и реактивное  $X_k$ , Ом, и полное  $Z_k$ , Ом, сопротивления кабельной линии рассчитаны согласно формулам соответственно:

$$R_k = r_{\text{удк}} \cdot l_{\text{каб}}, \quad (7.1)$$

$$X_k = x_{\text{удк}} \cdot l_{\text{каб}}, \quad (7.2)$$

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}, \quad (7.3)$$

Где  $r_{\text{удк}}$ ,  $x_{\text{удк}}$  – удельные активное и реактивное сопротивления, Ом/м.

$$R_k = 0,000447 \cdot 150 = 0,067 \text{ Ом},$$

$$X_k = 0,000082 \cdot 150 = 0,0123 \text{ Ом},$$

$$Z_k = \sqrt{0,067^2 + 0,0123^2} = 0,068 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора  $Z_{\text{тр}}$ , Ом, рассчитано по формуле:

$$Z_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{ср.н}}}{S_{\text{ном.тр}} \cdot 100} \cdot 1000, \quad (7.4)$$

Где  $u_{\text{к}}$  – напряжение короткого замыкания, %.

$$Z_{\text{тр}} = \frac{6,5 \cdot 10,5^2}{1600 \cdot 100} \cdot 1000 = 4,4 \text{ Ом.}$$

Ток короткого замыкания после кабеля на шинах 10 кВ ТП-7  $I_{\text{кз10}}$ , кА, и ток короткого замыкания на шинах 0,4 кВ  $I_{\text{кз0,4}}$ , кА, рассчитаны согласно формул соответственно:

$$I_{\text{кз10}} = \frac{U_{\text{срн}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{к}}}, \quad (7.5)$$

$$I_{\text{кз0,4}} = \frac{U_{\text{срн}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{к}} + Z_{\text{тр}})}, \quad (7.6)$$

$$I_{\text{кз10}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,068} = 53490 \text{ кА},$$

$$I_{\text{кз0,4}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot (0,068 + 4,4)} = 814 \text{ кА}.$$

### 7.3 Максимальная токовая отсечка

Номинальный ток  $I_{\text{ном}}$ , А, силового трансформатора ТМГ-1600/10-11 рассчитан согласно формуле:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срн}}}, \quad (7.7)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 87,97 \text{ А}.$$

Уставка от броска тока намагничивания [23]  $I_{сб}$ , А, рассчитана согласно формуле:

$$I_{сб} = 4 \cdot I_{ном}, \quad (7.8)$$
$$I_{сб} = 4 \cdot 87,97 = 351,8 \text{ А.}$$

Уставка мгновенной токовой отсечки  $I_{то}$ , А, рассчитана согласно формуле:

$$I_{то} = 1,5 \cdot I_{кз0,4}, \quad (7.9)$$
$$I_{то} = 1,5 \cdot 814 = 1221 \text{ А.}$$

Принята уставка  $I_{то} = 1300$  А. Для проверки уставки произведен расчет коэффициента чувствительности  $k_{чув}$  согласно формуле:

$$k_{чув} = \frac{I_{кз10}}{I_{то}}, \quad (7.10)$$
$$k_{чув} = \frac{53490}{1300} = 41 > 2.$$

#### 7.4 Максимальная токовая защита (МТЗ)

Настройка срабатывания МТЗ  $I_{МТЗ}$ , А, рассчитана согласно формуле:

$$I_{МТЗ} = \frac{K_{сам} \cdot K_{отс}}{K_{воз}} \cdot I_{ном}, \quad (7.11)$$

Где  $k_{сам}$  – коэффициент, учитывающий самозапуск двигателей;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки;

$k_{воз}$  – коэффициент возврата;

$$I_{\text{MTЗ}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 87,97 = 171,54 \text{ А.}$$

Уставка принята  $I_{\text{MTЗ}} = 180 \text{ А}$ . Время срабатывания 0,4 с.

Для проверки уставки произведен расчет коэффициента чувствительности  $K_{\text{чув}}$  согласно формуле:

$$K_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{КЗ0,4}} \cdot 0,865}{I_{\text{MTЗ}}}, \quad (7.12)$$

$$K_{\text{чув}} = \frac{814 \cdot 0,865}{180} = 3,9 > 2.$$

## 8 Расчет заземления понизительной подстанции ГПП-1

Расчет заземляющего устройства подстанции ведется с соблюдением нормы на допустимое сопротивление растеканию, которое согласно нормативу [5] не должно превышать 0,5 Ом в любое время года.

Проектируемое заземляющее устройство выполняется в соответствии с требованиями всех нормативных документов, в частности ПУЭ [2]. Также особенно неукоснительно требуется соблюдать правила электробезопасности и требования электромагнитной совместимости, ввиду того, что подстанция оснащается микропроцессорными устройствами релейной защиты, а также иными устройствами (АИISKУЭ, ССПИ, СМПП) выполненными на микропроцессорах.

Заземляющее устройство подстанции выполняется продольными и поперечными горизонтальными заземлителями, а также вертикальными заземлителями, которые в совокупности образуют заземляющую сетку. Горизонтальные заземлители выполняются из полосы стальной  $5 \times 40 \text{ мм}^2$ , вертикальные из стали круглого сечения диаметром 20 мм. Соединение заземлителей производится сваркой внахлест.

Вдоль осей основного электрооборудования, со стороны обслуживания прокладываются продольные заземлители. Поперечные прокладываются между оборудованием в наиболее удобных местах. Расстояние от фундаментов электрооборудования или зданий, на котором прокладываются заземлители - не менее 0,8м. Соединение оборудования и опорных металлоконструкций с заземляющим устройством выполняется стальной полосой  $5 \times 40 \text{ мм}^2$  [5].

Расчет заземляющего устройства произведен по методике, описанной в [10].

Исходные данные для расчета заземляющего устройства:

- 1) горизонтальный заземлитель – сечение  $5 \times 40 \text{ мм}^2$ , глубина заложения заземлителя 0,7м;
- 2) вертикальный заземлитель – сталь круглая диаметром 20мм, длина 5м.

3) грунта – глинистый, удельное сопротивление грунта 70 Ом·м.

1) расчет сопротивления грунта производится с учетом сезонных колебаний грунта – высыхание и промерзание, что выполняется введением повышающего коэффициента. Для горизонтальных и вертикальных заземлителей предусмотрены следующие формулы:

$$\rho_{\text{расчгор}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{п.гор}}, \quad (8.1)$$

$$\rho_{\text{расчверт}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{п.верт}}, \quad (8.2)$$

где  $K_{\text{п.гор}}$  - коэффициент сезонности для горизонтального заземлителя, определяется по [10];

$K_{\text{п.верт}}$  - коэффициент сезонности для вертикального заземлителя определяется по [10].

$$\rho_{\text{расчгор}} = 70 \cdot 3,6 = 252 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{\text{расчверт}} = 70 \cdot 1,25 = 87,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2) сопротивление растеканию вертикального заземлителя рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{верт.эл}} = \frac{\rho_{\text{расчверт}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{стржн}}} \left( \ln \frac{2l_{\text{стржн}}}{d_{\text{стржн}}} + 0,5 \cdot \ln \frac{4H + l_{\text{стржн}}}{4H - l_{\text{стржн}}} \right), \quad (8.3)$$

Где  $H = 0,7 + 5 \cdot 0,5 = 3,2$  м – расстояние от поверхности грунта до вершины конца заглубленного вертикального электрода.

$$R_{\text{верт.эл}} = \frac{87,5}{2 \cdot \pi \cdot 5} \left( \ln \frac{2 \cdot 5}{0,02} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 18,467 \text{ Ом}$$

3) ориентировочное число вертикальных заземлителей с учетом коэффициента использования определяется по следующей формуле:

$$N = \frac{R_{\text{верт.эл}}}{k_{\text{и.верт}} \cdot R_{\text{иск}}} \quad (8.4)$$

Где  $R_{\text{иск}} = \frac{R_3 R_e}{R_e - R_3} = \frac{0,5 \cdot 2}{2 - 0,5} = 0,66 \text{ Ом}$  – сопротивление растеканию искус-

ственного заземлителя;

$k_{\text{и.верт}} = 0,46$  - коэффициент использования вертикальных заземлителей, определяется по [10].

$$N = \frac{18,467}{0,46 \cdot 0,66} \approx 61 \text{ шт.}$$

4) расчет сопротивления растеканию горизонтальных заземлителей производится по следующей формулы:

$$R_{\text{гор.зазм}} = \frac{\rho_{\text{расчгор}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{пол}} \cdot k_{\text{и.гор}}} \cdot \ln \frac{2l_{\text{пол}}^2}{b \cdot H}, \quad (8.5)$$

Где  $b$  – высота полосы горизонтального заземлителя;

$H$  – глубина заложения горизонтального заземлителя.

$$R_{\text{гор.зазм}} = \frac{252}{2 \cdot \pi \cdot 1200 \cdot 0,27} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1200^2}{0,005 \cdot 0,7} = 0,886 \text{ Ом}$$

5) принимая во внимание проводимость горизонтальных электродов, необходимо произвести уточнение сопротивления вертикальных электродов



$$R_{\text{верт.эл.уточн}} = \frac{R_{\text{гор.зазм}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{гор.зазм}} - R_{\text{иск}}} \quad (8.6)$$

$$R_{\text{верт.эл.уточн}} = \frac{0,886 \cdot 0,66}{0,886 - 0,66} = 2,587 \text{ Ом}$$

б) расчет количества вертикальных электродов с применением уточненного коэффициента использования производится по следующей формуле:

$$N = \frac{R_{\text{верт.эл}}}{K_{\text{и.верт.уточн}} \cdot R_{\text{верт.эл.уточн}}} \quad (8.7)$$

$$N = \frac{18,467}{0,6 \cdot 2,587} = 11,897 \text{ шт.}$$

В независимости от расчета, исходя из периметра заземляющей сетки подстанции и условий размещения, а также для снижения сопротивления растеканию, принимаем количество вертикальных электродов равное 35 шт.

7) ввиду изменения числа вертикальных электродов необходимо уточнить расчетное сопротивление горизонтальных электродов, расчет производится аналогично формуле (8.5):

$$R_{\text{гор.зазм.уточн}} = \frac{252}{2 \cdot \pi \cdot 1200 \cdot 0,47} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1200^2}{0,005 \cdot 0,7} = 0,532 \text{ Ом}$$

8) уточненное сопротивление вертикальных электродов рассчитывается по следующей формуле (вывод из формулы 8.7):

$$R_{\text{верт.эл.уточн}} = \frac{18467}{0,77 \cdot 35} = 0,685 \text{ Ом}$$

9) итоговое сопротивление заземляющего устройства с учетом окончательного числа вертикальных электродов рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{заземл.ус-ва}} = \frac{R_{\text{верт.эл.уточн}} \cdot R_{\text{гор.зазм.уточн}}}{R_{\text{верт.эл.уточн}} + R_{\text{гор.зазм.уточн}}} \quad (8.8)$$

$$R_{\text{з.э}} = \frac{0,685 \cdot 0,532}{0,685 + 0,532} = 0,299 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземления 0,299 Ом меньше максимально допустимого значения, это значит, что расчет заземляющего устройства выполнен верно.

## 9 Расчет молниезащиты понизительной подстанции ГПП-1

Вновь устанавливаемое и существующее электрооборудование на подстанции должно быть защищено от прямых ударов молнии. Защиту можно обеспечить установкой на подстанции отдельностоящих стержневых молниеотводов, или выполнить молниеотводы на прожекторных мачтах, порталах. Соединение молниезащитного устройства с системой заземления должно обеспечивать надежную защиту от импульсных токов при ударе молнии (гашение импульса), тем самым ограждая чувствительное к импульсам тока оборудование на подстанции от вредных воздействий повышенного тока.

Общепринятой стандартной зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода считается круговой конус. Вершина конуса должна совпадать с вертикальной осью молниезащитного устройства.

Для данной подстанции принимаем молниеотвод высотой  $h = 25$  м.

Расчет радиуса горизонтального сечения зоны защиты на средней высоте наиболее высокой точки объекта ОРУ производится по следующей формуле:

$$r_{\text{гор}} = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (9.1)$$

Где  $h_0 = 0,85h = 0,85 \cdot 25 = 21,3$  м - высота конуса зоны защиты молниеотвода;

$r_0 = 1,2h = 1,2 \cdot 25 = 30$  м – радиус конуса защиты молниеотвода;

$h_{x1} = 8,5$  м;  $h_{x2} = 11,75$  м - высота 1 и 2 защищаемого объекта.

$$r_{\text{гор.х1}} = \frac{30(21,3 - 8,5)}{21,3} = 18 \text{ м},$$
$$r_{\text{гор.х2}} = \frac{30(21,3 - 11,75)}{21,3} = 13,4 \text{ м}.$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Произведена полная реконструкция электрической части понизительной подстанции ГПП-1 110/6 кВ.

На стороне 110 кВ приняты к установке вакуумные выключатели фирмы «Высоковольтный союз» ВРС-110 кВ, разъединители фирмы «ЗЭТО» - РГ-110 кВ.

Силовые трансформаторы, принятые к установке в результате технико-экономического расчета – ТРДН-80000/110/6 МВА.

На стороне низкого напряжения к установке принято комплектное распределительное устройство 6 кВ КРУ-СЭЩ-70.

Произведен электродинамический расчет ошиновки 110 кВ и 10 кВ.

Также произведены расчеты уставок релейной защиты.

Произведен расчет заземляющего устройства, который показал, пригодность контура заземления. В любое время года сопротивление не будет превышать 0,5 Ом и будет равно 0,299 Ом.

Молниезащита подстанции обеспечивает надежную защиту электрооборудования от импульсов тока.

Принятые решения по основному электрооборудованию обеспечивают уменьшение габаритов подстанции, увеличение надежности электроснабжения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Предложение о размере цен (тарифов), долгосрочных параметров регулирования на 2018 г. [Электронный ресурс] : сайт компании Энергетика и связь строительства. URL: <http://zeiss.net.ru/inforazdel11313.html> (дата обращения: 14.02.2018 г.).
2. ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок. Издание 7 [Электронный ресурс] URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 07.02.2018 г.).
3. ГОСТ 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Издательство МЭИ, 2007.
4. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009.
5. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ . М. : Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2012.
6. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007.
7. ИТС 2- 2015. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. Производство аммиака, минеральных кислот и неорганических кислот. М. : Бюро НТД, 2015.
8. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения: учебно-методическое пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2015.
9. Кисс В.В., Евдокимов А.А. Обеспечение безопасности при проектировании аммиачных холодильных установок: учебное пособие, СПб.: Университет ИТМО, 2016.

10. Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустановок. Справочник, СПб.: Политехника, 2005.
11. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. СПб.: Петербург, 2014.
12. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: Учеб. пособие по выполн. курсового и дипломн. проектир. Тольятти: ТГУ, 2007.
13. Номенклатурный каталог «Тольяттинский Трансформатор»: каталог / разработчик и изготовитель Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2016.
14. Высоковольтный союз. ВРС-110 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/cb110kv/vrs110-.htm> , (дата обращения: 11.12.2017 г.).
15. КРУ-СЭЩ-70 6, 10, 15, 20 кВ. Общее описание [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspreditelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения: 12.12.2017 г.).
16. LF-1. [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/v/sobi2Task,sobi2Details/catid,0/sobi2Id,77/> (дата обращения: 13.12.2017 г.).
17. Завод электротехнического оборудования. Разъединители наружной установки серии РГ. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv) (дата обращения: 20.12.2017 г.).
18. УЭТМ. Трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ<sup>®</sup>-110 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm110/> (дата обращения: 20.12.2017 г.).
19. Электрощит Самара. ТШЛ-СЭЩ 10, 20 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tshl-seshch-10-20/> (дата обращения: 27.12.2017 г.).
20. Электрощит Самара. ТОЛ-СЭЩ 10, 20, 35 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения: 28.12.2017 г.).

21. Трансформаторы напряжения (измерительные). ЗНОГ-110 (У1, УХЛ1) Трансформатор напряжения элегазовый [Электронный ресурс]. URL: [http://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/transformatory-napryazhe-niya-izmeritelnye-elegazovye](http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryazhe-niya-izmeritelnye-elegazovye) (дата обращения: 29.12.2017 г.).
22. Электроцит Самара. ЗНОЛ-СЭЩ 6, 10, 15, 20, 35 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/z nol-seshch-6-10-20-35/> (дата обращения: 31.12.2017 г.).
23. Martin Prochazka. Modeling of Current Transformers Under Saturation Conditions [Электронный ресурс]. URL: <http://advances.utc.sk/index.php/AEEE/article/view/195/207> (дата обращения 01.01.2018 г.).
24. Kooshaki A., Koushari S. M., Ghanavati G. Transformer Internal Faults Simulation [Электронный ресурс]. URL: <http://www.aece.ro/quickview.php?year=2008&number=2&article=4&currentpage=1> (дата обращения 01.01.2018 г.).
25. Arif J., Abbas, Khalaf Salloum Gaeid, Ibrahim Khalil Salih. Modeling and Control of the Saturation's Transformer [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tj-es.com/index.php/tjes/article/view/161/109> (дата обращения 02.01.2018 г.).
26. Jovan Č., Mikulović, Tomislav B., Šekara. The numerical method of inverse laplace transform for calculation of overvoltages in power transformers and test results [Электронный ресурс]. URL: <https://doaj.org/article/03ba758e034a42b1b5b48eaa27dffe1> (дата обращения 02.01.2018 г.).
27. Jian Li, Xudong Li, Lin Du, Min Cao and Guochao Qian. An intelligent sensor for the ultra-high-frequency partial discharge online monitoring of power transformers. [Электронный ресурс]. URL: <https://doaj.org/article/0253d5fc9a064137aeb059301bb6cd97> (дата обращения 02.01.2018 г.).
28. Аммиак. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rihtop.ru/DiagnoseAssistant/Substance.aspx?id=98> (дата обращения: 16.03.2018 г.).
29. Аммиак. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.toaz.ru/rus/goods/ammonia.phtml?prod=1> (дата обращения: 15.03.2018 г.).

30. О безопасности аммиачных производств. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.newchemistry.ru/letter.php?n\\_id=395](http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=395) (дата обращения: 16.10.2017 г.)

31. Тольяттиазот. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.toaz.ru/rus/about/about.phtml> (дата обращения: 15.04.2018 г.)

32. Тольяттиазот. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kto-tlt.ru/page.php?ID=38&org=116> (дата обращения: 14.10.2017 г.).



## Приложение А

Таблица А.1 – Нагрузка цеха №1 «Тольяттиазот»

№ п/п	Наименование обор-я ТП цеха №1	Число ЭП каждой ТП, шт	Устан. мощность одного ЭП, кВт	Устан.мощн.всех ЭП, кВт	m	K <sub>и</sub>	cosφ	tgφ	P <sub>ср</sub> , кВт	Q <sub>ср</sub> , кВт	n <sub>э</sub>	K <sub>м</sub>	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , вар	S <sub>р</sub> , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Электродвигатель типа РС	3	22	66		0,16	0,5	1,732	10,56	18,3					
2	Электродвигатель типа Р	2	2,2	4,4		0,16	0,5	1,732	0,704	1,2					
3	Электродвигатель типа ТУ	2	15	30		0,6	0,7	1,020	18	18,4					
4	Электродвигатель типа ТВFC	2	22	44		0,35	0,65	1,169	15,4	18,0					
5	Электродвигатель типа ТУFC	1	22	22		0,17	0,65	1,169	3,74	4,4					
6	Электродвигатель типа TVFC	15	22	330		0,12	0,4	2,291	39,6	90,7					
7	Электродвигатель типа ТВFC	12	22	264		0,55	0,75	0,882	145,2	128,1					
8	Электродвигатель типа TVFC	3	22	66		0,2	0,65	1,169	13,2	15,4					
9	Электродвигатель типа ТВFC	3	22	66		0,12	0,4	2,291	7,92	18,1					
10	Электродвигатель типа РМ	20	55	1100		0,12	0,4	2,291	132	302,4					
11	Электродвигатель типа РМ	20	55	1100		0,17	0,65	1,169	187	218,6					
12	Электродвигатель типа РМ	20	55	1100		0,600	0,7	1,020	660	673,3					
13	Электродвигатель типа РМ	20	55	1100		0,160	0,5	1,732	176	304,8					
14	Электродвигатель типа ТУFC	8	29	232		0,200	0,65	1,169	46,4	54,2					
15	Электродвигатель типа ТВFC	4	29	116		0,550	0,75	0,882	63,8	56,3					
16	Электродвигатель типа ТУFC	2	29	58		0,350	0,65	1,169	20,3	23,7					
17	Электродвигатель типа ТВFC	4	29	116		0,350	0,65	1,169	40,6	47,5					
18	Электродвигатель типа ТУFC	3	29	87		0,600	0,7	1,020	52,2	53,3					
19	Электродвигатель типа ТВFC	7	29	203		0,120	0,4	2,291	24,36	55,8					

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
20	Электродвигатель типа TVFC	7	29	203		0,160	0,5	1,732	32,48	56,3					
21	Электродвигатель типа TBFC	5	29	145		0,600	0,7	1,020	87	88,8					
22	Электродвигатель типа TVFC	3	29	87		0,600	0,7	1,020	52,2	53,3					
23	Электродвигатель типа TBFC	9	29	261		0,350	0,65	1,169	91,35	106,8					
	<b>КТП №1</b>	<b>175</b>	<b>55</b>	<b>6800,4</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,282</b>	<b>0,62</b>	<b>1,254</b>	<b>1920</b>	<b>2407,7</b>	<b>247,3</b>	<b>1,73</b>	<b>3322</b>	<b>2408</b>	<b>4102</b>
1	Электродвигатель типа ТС	1	12	12		0,550	0,75	0,882	6,6	5,8					
2	Электродвигатель типа ТС	3	12	36		0,550	0,75	0,882	19,8	17,5					
3	Электродвигатель типа ТС	6	7,5	45		0,120	0,4	2,291	5,4	12,4					
4	Электродвигатель типа ТС	2	7,5	15		0,600	0,7	1,020	9	9,2					
5	Электродвигатель типа А-200L-2У3	2	45	90		0,6	0,7	1,020	54	55,1					
6	Электродвигатель типа А-200L-2У3	1	45	45		0,2	0,65	1,169	9	10,5					
7	Электродвигатель типа ТС	1	7,5	7,5		0,6	0,7	1,020	4,5	4,6					
8	Электродвигатель типа ТС	3	7,5	22,5		0,6	0,7	1,020	13,5	13,8					
9	Электродвигатель типа 2 А3М	1	2500	2500		0,2	0,65	1,169	500	584,6					
10	Электродвигатель типа АИР80А4-У3	3	0,55	1,65		0,35	0,65	1,169	0,578	0,7					
11	Электродвигатель типа z60-km63F6	2	0,25	0,5		0,12	0,4	2,291	0,06	0,1					
12	Электродвигатель типа В90L442-5	5	2,2	11		0,6	0,7	1,020	6,6	6,7					
13	Устройство плавного пуска RSWT-75-20	2	0,75	1,5		0,17	0,65	1,169	0,255	0,3					
14	Электродвигатель типа Р	2	0,55	1,1		0,16	0,5	1,732	0,176	0,3					
15	Электродвигатель типа В90L4У2-5	1	2,2	2,2		0,55	0,75	0,882	1,21	1,1					
16	Электродвигатель типа В90L-4У2-5	1	2,2	2,2		0,12	0,4	2,291	0,264	0,6					
17	Устройство плавного пуска RSWT-75-20	2	0,75	1,5		0,17	0,65	1,169	0,255	0,3					

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
18	Электродвигатель типа АМ112-УПУЗ	1	40	40		0,16	0,5	1,732	6,4	11,1					
19	Электродвигатель типа ВАО62-2-95	2	5,5	11		0,2	0,65	1,169	2,2	2,6					
20	Электродвигатель типа АО	2	5,5	11		0,12	0,4	2,291	1,32	3,0					
21	Электродвигатель типа 1МЖ3166	1	15	15		0,6	0,7	1,020	9	9,2					
22	Электродвигатель типа 1МЖ3166	1	15	15		0,3	0,65	1,169	4,5	5,3					
23	Электродвигатель типа 1МЖ3166	1	15	15		0,55	0,75	0,882	8,25	7,3					
	<b>КТП №2</b>	<b>46</b>	<b>2500</b>	<b>2901,7</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,228</b>	<b>0,66</b>	<b>1,149</b>	<b>662,9</b>	<b>761,9</b>	<b>2,321</b>	<b>1,5</b>	<b>994,3</b>	<b>762</b>	<b>1253</b>
1	Электродвигатель типа 4АА80А4-КУ	15	0,55	8,25		0,2	0,65	1,169	1,65	1,9					
2	Электродвигатель типа 2А3М1	1	345	345		0,55	0,75	0,882	189,8	167,3					
3	Электродвигатель типа 2А3МП	1	1525	1525		0,5	0,7	1,020	762,5	777,9					
4	Электродвигатель типа АИР90L493	2	2,2	4,4		0,2	0,65	1,169	0,88	1,0					
5	Электродвигатель типа АИР90L493	3	2,2	6,6		0,12	0,4	2,291	0,792	1,8					
6	Электродвигатель типа ТУ	1	55	55		0,12	0,4	2,291	6,6	15,1					
7	Электродвигатель типа ТУ	1	55	55		0,16	0,5	1,732	8,8	15,2					
8	Электродвигатель типа ТУFC	1	30	30		0,2	0,65	1,169	6	7,0					
9	Электродвигатель типа JC	1	147	147		0,6	0,7	1,020	88,2	90,0					
10	Электродвигатель типа JC	1	147	147		0,2	0,65	1,169	29,4	34,4					
11	Электродвигатель типа TVFC	1	22	22		0,17	0,65	1,169	3,74	4,4					
12	Электродвигатель типа TBFC	1	22	22		0,55	0,75	0,882	12,1	10,7					
13	Электродвигатель типа TVFC	1	22	22		0,12	0,4	2,291	2,64	6,0					
14	Электродвигатель типа TBFC	1	22	22		0,12	0,65	1,169	2,64	3,1					
15	Электродвигатель типа TVFC	1	22	22		0,2	0,65	1,169	4,4	5,1					
16	Электродвигатель типа TBFC	1	22	22		0,55	0,75	0,882	12,1	10,7					

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
17	Электродвигатель типа TVFC	1	22	22		0,17	0,65	1,169	3,74	4,4					
18	Электродвигатель типа TBFC	1	22	22		0,17	0,65	1,169	3,74	4,4					
19	Электродвигатель типа TVFC	1	22	22		0,12	0,4	2,291	2,64	6,0					
20	Электродвигатель типа TBFC	1	22	22		0,2	0,65	1,169	4,4	5,1					
21	Электродвигатель типа TVFC	1	22	22		0,6	0,7	1,020	13,2	13,5					
22	Электродвигатель типа TBFC	1	22	22		0,6	0,7	1,020	13,2	13,5					
23	Электродвигатель типа TVFC	1	22	22		0,5	0,7	1,020	11	11,2					
	<b>КТП №3</b>	<b>40</b>	<b>1600</b>	<b>2609,3</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,454</b>	<b>0,7</b>	<b>1,022</b>	<b>1184</b>	<b>1209,8</b>	<b>3,262</b>	<b>1,8</b>	<b>2131</b>	<b>1210</b>	<b>2451</b>
1	Электродвигатель типа TBFC	7	22	154		0,55	0,75	0,882	84,7	74,7					
2	Электродвигатель типа TBFC	6	22	132		0,6	0,7	1,020	79,2	80,8					
3	Электродвигатель типа TBFC	8	22	176		0,6	0,7	1,020	105,6	107,7					
4	Электродвигатель типа TBFC	5	22	110		0,12	0,4	2,291	13,2	30,2					
5	Электродвигатель типа TBFC	5	22	110		0,2	0,65	1,169	22	25,7					
6	Электродвигатель типа TBFC	7	22	154		0,2	0,65	1,169	30,8	36,0					
7	Электродвигатель типа TBFC	5	22	110		0,12	0,4	2,291	13,2	30,2					
8	Электродвигатель типа TBFC	6	22	132		0,2	0,65	1,169	26,4	30,9					
9	Электродвигатель типа TBFC	8	22	176		0,2	0,65	1,169	35,2	41,2					
10	Электродвигатель типа TUFC	5	18	18		0,6	0,7	2,291	2,16	4,9					
11	Электродвигатель типа TBFC	6	18	108		0,2	0,65	1,169	21,6	25,3					
12	Электродвигатель типа TUFC	7	22	154		0,2	0,65	1,169	30,8	36,0					
13	Электродвигатель типа TBFC	9	22	198		0,17	0,65	1,169	33,66	39,4					
14	Электродвигатель типа 4AM250S4Y2	6	55	330		0,5	0,7	1,020	165	168,3					
15	Электродвигатель типа АВВ	50	90	4500		0,12	0,4	2,291	540	1237,3					
16	Электродвигатель типа АВВ	47	90	4230		0,2	0,65	1,169	846	989,1					
17	Электродвигатель типа ВАОА- 072-4У2	9	0,6	5,4		0,2	0,65	1,169	1,08	1,3					

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
18	Электродвигатель типа ВАО-41-4У2	15	4	60		0,6	0,7	1,020	36	36,7					
19	Электродвигатель типа ВАО-У1-4У2	15	4	60		0,2	0,65	1,169	12	14,0					
20	Электродвигатель типа ВАОА-072-4У2	15	0,6	9		0,12	0,4	2,291	1,08	2,5					
21	Электродвигатель типа ВАОА-13-4У2	4	1,5	6		0,17	0,65	1,169	1,02	1,2					
22	Электродвигатель типа ВАОА-13-4У2	18	1,5	27		0,16	0,5	1,732	4,32	7,5					
23	Электродвигатель типа ВАОА-13-4У2	3	1,5	4,5		0,12	0,4	2,291	0,54	1,2					
	<b>КТП №4</b>	<b>266</b>	<b>90</b>	<b>10964</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,192</b>	<b>0,57</b>	<b>1,435</b>	<b>2106</b>	<b>3022,2</b>	<b>243,6</b>	<b>1,5</b>	<b>3158</b>	<b>3022</b>	<b>4371</b>
1	Электродвигатель типа Р	4	10	40		0,55	0,7	1,020	22	22,4					
2	Электродвигатель типа ВАО-41-4У2	1	40	40		0,5	0,7	1,020	20	20,4					
3	Электродвигатель типа ВАО-41-4У2	3	40	120		0,6	0,7	1,020	72	73,5					
4	Электродвигатель типа ВЛ80-В4-У2	4	150	600		0,16	0,5	1,732	96	166,3					
5	Электродвигатель типа ВЛ80-В4-У2	1	150	150		0,12	0,4	2,291	18	41,2					
6	Электродвигатель типа АИМ-М100L4У2	1	8	8		0,17	0,65	1,169	1,36	1,6					
7	Электродвигатель типа АИМ-М100L4У2	2	8	16		0,2	0,65	1,169	3,2	3,7					
8	Электродвигатель типа Р	1	12	12		0,6	0,7	1,020	7,2	7,3					
9	Электродвигатель типа АИМ100-5-4у2	1	3	3		0,12	0,4	2,291	0,36	0,8					
10	Электродвигатель типа Р	5	7,5	37,5		0,2	0,65	1,169	7,5	8,8					
11	Электродвигатель типа ВАО-21У	1	1,1	1,1		0,16	0,5	1,732	0,176	0,3					
12	Устройство плавного пуска RSWT-75	3	15	45		0,6	0,7	1,020	27	27,5					

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
13	Устройство плавного пуска RSWT-75	1	15	15		0,6	0,7	1,020	9	9,2					
14	Электродвигатель типа Р	3	39	117		0,2	0,65	1,169	23,4	27,4					
15	Электродвигатель типа Р	3	39	117		0,12	0,4	2,291	14,04	32,2					
16	Электродвигатель типа Р	1	39	39		0,6	0,7	1,020	23,4	23,9					
17	Электродвигатель типа Р	7	50	350		0,6	0,7	1,020	210	214,2					
18	Электродвигатель типа Р	3	1,7	5,1		0,2	0,65	1,169	1,02	1,2					
19	Электродвигатель типа TV-9	2	11	22		0,2	0,65	1,169	4,4	5,1					
20	Электродвигатель типа BA132M2Y2	5	11	55		0,6	0,7	1,020	33	33,7					
21	Электродвигатель типа BAO2- 560S4-Y	20	500	10000		0,16	0,5	1,732	1600	2771,3					
22	Электродвигатель типа В-70М- 4У3	2	150	300		0,2	0,65	1,169	60	70,1					
23	Электродвигатель типа В-70М- 4У3	4	50	200		0,6	0,7	1,020	120	122,4					
	<b>КТП №5</b>	<b>78</b>	<b>500</b>	<b>12293</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,193</b>	<b>0,54</b>	<b>1,553</b>	<b>2373</b>	<b>3684,6</b>	<b>49,17</b>	<b>1,45</b>	<b>3441</b>	<b>3685</b>	<b>4383</b>
1	Электродвигатель типа VDXL- 90-2/50	3	1,1	3,3		0,6	0,7	1,020	1,98	2,0					
2	Электродвигатель типа VDXL- 90-2/50	2	1,1	2,2		0,16	0,5	1,732	0,352	0,6					
3	Электродвигатель типа VDXL- 90-2/50	1	1,1	1,1		0,6	0,7	1,020	0,66	0,7					
4	Электродвигатель типа VDNL- 90-2/50	5	1,1	5,5		0,600	0,7	1,020	3,3	3,4					
5	Электродвигатель типа РМ	3	39	117		0,6	0,7	1,020	70,2	71,6					
6	Электродвигатель типа РМ	3	39	117		0,160	0,5	1,732	18,72	32,4					
7	Электродвигатель типа РМ	4	39	156		0,120	0,4	2,291	18,72	42,9					
8	Электродвигатель типа РМ	2	39	78		0,550	0,75	0,882	42,9	37,8					
9	Электродвигатель типа РМ	2	55	110		0,200	0,65	1,169	22	25,7					

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
10	Электродвигатель типа РМ	3	55	165		0,600	0,7	1,020	99	101,0					
11	Электродвигатель типа РМ	2	55	110		0,170	0,65	1,169	18,7	21,9					
12	Электродвигатель типа РМ	8	55	440		0,200	0,65	1,169	88	102,9					
13	Электродвигатель типа РМ	3	55	165		0,170	0,65	1,169	28,05	32,8					
14	Электродвигатель типа РМ	7	55	385		0,200	0,65	1,169	77	90,0					
15	Электродвигатель типа РМ	2	55	110		0,600	0,7	1,020	66	67,3					
16	Электродвигатель типа РМ	1	55	55		0,600	0,7	1,020	33	33,7					
17	Электродвигатель типа РМ	1	55	55		0,600	0,7	1,020	33	33,7					
18	Электродвигатель типа РМ	5	55	275		0,200	0,65	1,169	55	64,3					
19	Электродвигатель типа РМ	3	55	165		0,600	0,7	1,020	99	101,0					
20	Электродвигатель типа РМ	6	55	330		0,120	0,4	2,291	39,6	90,7					
21	Электродвигатель типа РМ	2	55	110		0,600	0,7	1,020	66	67,3					
22	Электродвигатель типа РМ	1	55	55		0,600	0,7	1,020	33	33,7					
23	Электродвигатель типа РМ	1	55	55		0,550	0,75	0,882	30,25	26,7					
	<b>КТП №6</b>	<b>70</b>	<b>55</b>	<b>3065,1</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,308</b>	<b>0,66</b>	<b>1,148</b>	<b>944,4</b>	<b>1084,1</b>	<b>111,5</b>	<b>1,6</b>	<b>1511</b>	<b>1084</b>	<b>1860</b>
1	Электродвигатель типа РМ	1	55	55		0,600	0,7	1,020	33	33,7					
2	Электродвигатель типа РМ	1	55	55		0,600	0,7	1,020	33	33,7					
3	Электродвигатель типа РМ	5	55	275		0,200	0,65	1,169	55	64,3					
4	Электродвигатель типа ТВFC	2	18	36		0,120	0,4	2,291	4,32	9,9					
5	Электродвигатель типа ТУFC	1	18	18		0,120	0,4	2,291	2,16	4,9					
6	Электродвигатель типа ТУFC	5	22	110		0,600	0,7	1,020	66	67,3					
7	Электродвигатель типа ТВFC	5	22	110		0,600	0,7	1,020	66	67,3					
8	Электродвигатель типа РМ	5	55	275		0,600	0,7	1,020	165	168,3					
9	Электродвигатель типа РМ	5	55	275		0,200	0,65	1,169	55	64,3					
10	Электродвигатель типа РМ	10	55	550		0,200	0,65	1,169	110	128,6					
11	Электродвигатель типа РМ	1	55	55		0,55	0,75	0,882	30,25	26,7					

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
12	Электродвигатель типа РМ	1	55	55		0,600	0,7	1,020	33	33,7					
13	Электродвигатель типа РМ	5	18	90		0,600	0,7	1,020	54	55,1					
14	Электродвигатель типа ТВFC	3	18	54		0,200	0,65	1,169	10,8	12,6					
15	Электродвигатель типа ТУFC	1	18	18		0,120	0,4	2,291	2,16	4,9					
16	Электродвигатель типа ТВFC	7	18	126		0,200	0,65	1,169	25,2	29,5					
17	Электродвигатель типа ТУFC	6	11	66		0,12	0,4	2,291	7,92	18,1					
18	Электродвигатель типа ТУFC	6	11	66		0,600	0,7	1,020	39,6	40,4					
19	Электродвигатель типа TVFC	2	18	36		0,600	0,7	1,020	21,6	22,0					
20	Электродвигатель типа ТВFC	4	18	72		0,200	0,65	1,169	14,4	16,8					
21	Электродвигатель типа TVFC	5	15	75		0,600	0,7	1,020	45	45,9					
22	Электродвигатель типа ТС	2	15	30		0,600	0,7	1,020	18	18,4					
23	Электродвигатель типа ТС	2	10	20		0,120	0,4	2,291	2,4	5,5					
	<b>КТП №7</b>	<b>85</b>	<b>55</b>	<b>2522</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,354</b>	<b>0,68</b>	<b>1,088</b>	<b>893,8</b>	<b>972,1</b>	<b>91,71</b>	<b>1,73</b>	<b>1546</b>	<b>972</b>	<b>1826</b>
	Итого в целом по цеху №1	760	2500	41155	>3	0,245	0,609	1,303	10084	13142,4	32,924	1,13	11353	13142	17367
	Освещение												2,75	3,66	4,578
	Итого по цеху №1 с освещением												11356	13146	17372
	Нагрузка остальных цехов														90628
	Итого по ГПП-1														<b>108 000</b>



## Приложение Б

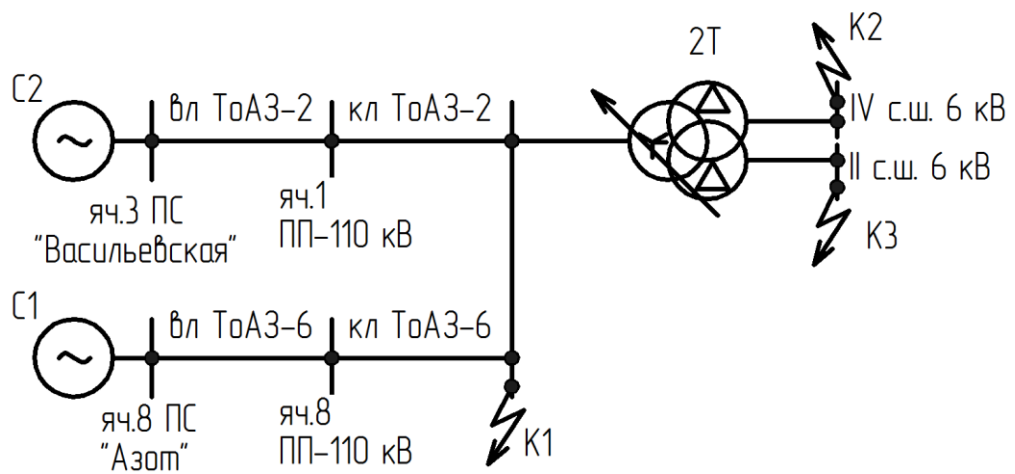


Рисунок Б.1 – Расчетная схема для определения симметричных и несимметричных токов коротких замыканий в точках K1 и K2

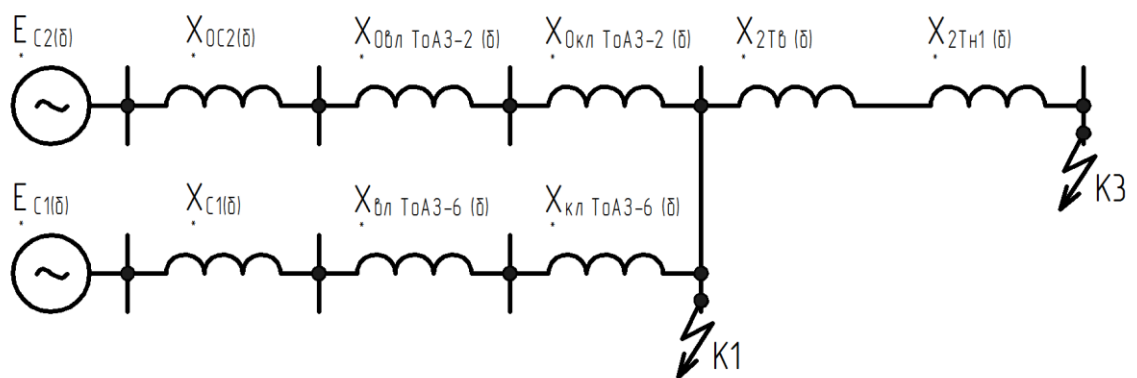


Рисунок Б.2 – Схема замещения для расчета симметричных токов коротких замыкания в точках K1 и K2

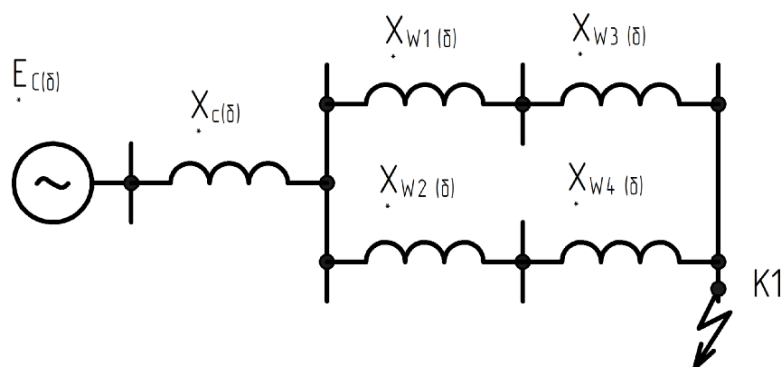


Рисунок Б.3 – Схема замещения обратной последовательности

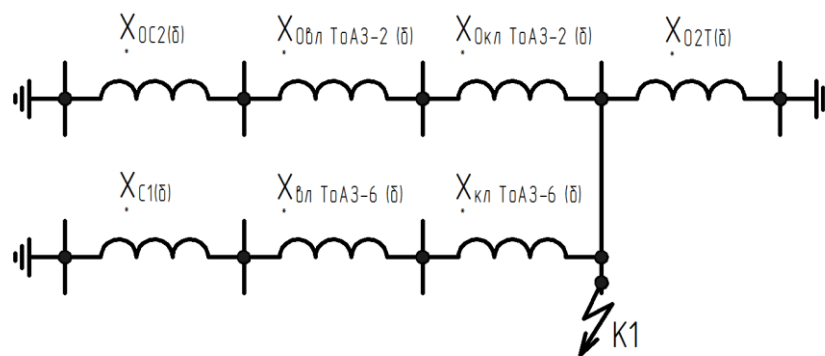


Рисунок Б.4 – Схема замещения нулевой последовательности для расчетов несимметричных токов короткого замыкания в точке К1

## Приложение В

Таблица В.1 – Выбор кабелей 10 кВ

ПС	Тип кабеля	$I_{рас}, A$	$S_{каб}, мм^2$	$I_{длдоп}, A$	$I_{длр}, A$	$I_{дла}, A$	$\Delta U_k, \%$
ПС №1	АСБГ 2х(3х185)	200	166	310	323	420	2,3
ПС №2	АСБГ 2х(3х70)	80	66,6	165	172	223	1,26
ПС №3	АСБГ 2х(3х185)	190	158	310	323	420	2,38
ПС №4	АСБГ 2х(3х185)	205	170	310	323	420	2,5
ПС №5	АСБГ 2х2х(3х185)	203	169	310	323	420	1,87
ПС №6	АСБГ 2х(3х120)	120	100	240	250	325	1,7
ПС №7	АСБГ 2х(3х120)	120	100	240	250	325	1,9
Синхрон- ный дви- гатель	АСБГ 2х(3х120)	115	96	240	250	325	1,9