

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

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование)

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Проектирование электрической части ПС 110/6 кВ предприятия химической промышленности»

Студент

Д.В. Решетников

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

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

Тольятти 2020

## **Аннотация**

Бакалаврская работа выполнена на тему «Проектирование электрической части ПС 110/6 кВ предприятия химической промышленности».

Для реконструируемой подстанции были определены текущие электрические нагрузки, выбрана мощность силовых трансформаторов, предназначенных для установки на ГПП, произведен расчет токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения ГПП, проверены на устойчивость к термическому и электродинамическому воздействию основные электрические аппараты, принятые к установке на главной понизительной подстанции предприятия.

Для присоединений 6 кВ выполнен расчет уставок релейной защиты. Кроме того, в объем работы вошли расчеты заземления подстанции и ее молниезащиты.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки на 54 листах А4, дополненной 2 рисунками и 6 таблицами и графической части, состоящей из 6 листов А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика реконструируемого объекта .....	5
2 Определение ожидаемого прироста электрических нагрузок, получающих питание от ГПП.....	6
3 Выбор количества устанавливаемых на подстанции силовых трансформаторов и их номинальной мощности .....	16
4 Определение расчетных значений токов КЗ .....	25
5 Выбор и проверка основных электрических аппаратов, устанавливаемых на сторонах ВН и НН ГПП .....	29
6 Расчет уставок защиты отходящих линий .....	40
7 Определение параметров системы заземления подстанции .....	47
8 Определение параметров системы молниезащиты подстанции .....	49
9 Определение нагрузок собственных нужд ГПП .....	50
Заключение .....	51
Список используемых источников .....	52

## Введение

СЭС ПП по сравнению с электроэнергосистемой с одной стороны проще из-за низких классов напряжения, меньшей длины сетей и меньшей передаваемой мощности, а с другой стороны сложнее из-за огромного количества используемого электрооборудования, различных технологических установок по преобразованию электроэнергии в другие виды энергии. Эти электротехнологические установки определяют требования к системе электроснабжения и ее будущие параметры.

Электроэнергетике присущи определенные особенности, которыми не обладают другие отрасли промышленности:

- неделимость и одновременность производства, передачи и последующего потребления электрической энергии;
- высокая скорость протекания процессов как в нормальном режиме функционирования, так и в аварийном;
- зависимость от электроэнергетики остальных отраслей, и влияние электроприемников в этих отраслях друг на друга и на электроэнергосистему [1-3].

Для снижения аварийности и повышения бесперебойности электроснабжения потребителей, получающих питание от ГПП предприятия, планируется замена устаревших ячеек 6 кВ на новые с улучшенными характеристиками. Выработавшие свой ресурс разъединители предполагается заменить на новые, а разрядники на ограничители перенапряжений. Устаревшие баковые масляные выключатели на номинальное напряжение 110 кВ будут заменены на новые элегазовые выключатели. Для снижения загрузки силовых трансформаторов в послеаварийном режиме планируется установить устройство автоматического ввода резерва на выключателе, установленном в перемычке 110 кВ. Целью ВКР является обеспечение надежного электроснабжения потребителей химпредприятия, получающих питание от ГПП.

## **1 Характеристика реконструируемого объекта**

От ГПП получают питание промышленные потребители ООО «Тольяттикаучук», одного из предприятий нефтехимического комплекса Российской Федерации, расположенного в г. Тольятти и входящего с 2019 года в группу компаний ПАО «Татнефть».

С момента строительства ГПП-1 прошло уже 59 лет. К главной понизительной подстанции подходят две линии напряжением 110 кВ: одна с подстанции «Левобережная», а другая с подстанции «Васильевская». На стороне высокого напряжения применена схема двух блоков с выключателями, реализованная с применением масляных высоковольтных выключателей. Питание ТП 6/0,4 кВ, получающих питание от ГПП, осуществляется по кабельным линиям. Из-за большого возраста подстанции на ней применяются устаревшие схемные и технические решения, что снижает надёжность электроснабжения потребителей, поэтому в ходе реконструкции планируется заменить устаревшие ячейки 6 кВ, разъединители и выключатели 110 кВ на современные, дополнить схему 110 кВ устройством автоматического ввода резерва для снижения перегрузки трансформаторов подстанции в послеаварийном режиме. Также в ходе реконструкции планируется заменить весь комплекс устаревших релейных защит на современные микропроцессорные устройства.

Вывод: дана характеристика реконструируемого объекта.

## 2 Определение ожидаемого прироста электрических нагрузок, получающих питание от ГПП

В ходе расширения производства планируется ввод новых мощностей. Произведем расчет вновь вводимых нагрузок по представленной ниже методике.

Электроприемники, получающие питание от одного узла системы электроснабжения (НКУ, шины ТП и т.д.) или относящиеся к одному цеху, корпусу, образуют группу ЭП.

ЭП каждой группы разбиваются на подгруппы. Состав подгрупп зависит от целей расчета. Если определяется нагрузка в целом по корпусу, предприятию с целью определения общего числа, мощности трансформаторных подстанций, то подгруппы формируются без учета территориального расположения ЭП по их режимам работы (в подгруппу включаются ЭП с одинаковыми коэффициентами использования и мощности). При формировании схемы питающей сети низкого напряжения определяются узлы питания электро-приемников (НКУ, шинопроводы), а также состав ЭП каждого узла с учетом их территориального расположения [4, 5].

Принимаются следующие обозначения:

- $p_n$  — номинальная мощность единичного ЭП;
- $P_n$  — суммарная номинальная мощность подгруппы ЭП;
- $P_{n.g}$  — суммарная номинальная мощность группы ЭП;
- $k$  — число подгрупп;
- $n_i$  — число ЭП в  $i$ -й подгруппе;
- $n$  — число электроприемников в группе

Коэффициенты  $K_n$ ,  $\cos\varphi$ ,  $\operatorname{tg}\varphi$  для группы ЭП обозначаются с индексом «Г».

Последовательность расчета следующая.

1. Для каждой подгруппы определяются суммарная номинальная  $P_{\text{н}i}$ ,  $Q_{\text{н}i}$  и промежуточная активная и реактивная мощности  $P_{\text{п}i}$ ,  $Q_{\text{п}i}$ :

$$P_{\text{н}i} = \sum_{i=1}^{n_1} p_{\text{н}i}; \quad (2.1)$$

$$P_{\text{п}i} = K_{\text{н}i} P_{\text{н}i}; \quad (2.2)$$

$$Q_{\text{п}i} = K_{\text{н}i} P_{\text{н}i} \operatorname{tg} \varphi_i = P_{\text{п}i} \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2.3)$$

где  $p_{\text{н}i}$  — номинальная мощность  $i$ -го электроприемника;  $K_{\text{н}i}$  — коэффициент использования ЭП  $i$ -й подгруппы;  $P_{\text{н}i}$  — суммарная номинальная мощность ЭП  $i$ -й подгруппы;  $\operatorname{tg} \varphi_i$  — коэффициент реактивной мощности, соответствующий коэффициенту мощности  $i$ -й подгруппы.

Все остальные параметры определяются для группы в целом.

2. Определяются суммарная номинальная мощность, промежуточная активная и реактивная мощности группы ЭП:

$$P_{\text{н.г}} = \sum_{i=1}^k P_{\text{н.}i}; \quad (2.4)$$

$$P_{\text{п.г}} = \sum_{i=1}^k K_{\text{н}i} P_{\text{н}i} = \sum_{i=1}^k P_{\text{п}i}; \quad (2.5)$$

$$Q_{\text{п.г}} = \sum_{i=1}^k K_{\text{н}i} P_{\text{н}i} \operatorname{tg} \varphi_i = \sum_{i=1}^k Q_{\text{п}i}. \quad (2.6)$$

3. Определяются групповые коэффициенты использования и реактивной мощности:

$$K_{\text{н.г}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{н}i} P_{\text{н}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{н.}i}} = \frac{P_{\text{п.г}}}{P_{\text{н.г}}}; \quad (2.7)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_i = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{н}i} P_{\text{н}i} \operatorname{tg} \varphi_i}{\sum_{i=1}^n K_{\text{н}i} P_{\text{н}i}} = \frac{Q_{\text{п.г}}}{P_{\text{п.г}}}. \quad (2.8)$$

Групповой  $\cos\varphi_{\Gamma}$  определяется по  $\operatorname{tg} \varphi_{\Gamma}$ .

4. Определяется эффективное число электроприемников  $n_{\text{э}}$ . Эффективное число электроприемников группы различных по мощности и режиму работы ЭП — это такое число однородных по режиму работы ЭП одинаковой мощности, которое обуславливает такую же величину расчетной нагрузки, как и данная рассматриваемая группа ЭП [6].

При незначительном числе ЭП в группе (НКУ, распределительные шинопроводы и пр.)  $n_{\text{э}}$  определяется по формуле [6]

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i})^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}^2} = \frac{P_{\text{н.Г}}^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}^2}. \quad (2.9)$$

При значительном числе ЭП в группе (магистральные шинопроводы, шины цеховых трансформаторных подстанций, цех, корпус, предприятие) допускается использовать упрощенную формулу

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}}{P_{\text{н.М}}} = \frac{2P_{\text{н.Г}}}{P_{\text{н.М}}}, \quad (2.10)$$

где  $p_{\text{н.М}}$  — номинальная максимальная мощность ЭП группы.

Найденное по формуле (2.9) или (2.10) значение  $n_{\text{э}}$  округляется до ближайшего меньшего целого числа. Если в результате расчетов  $n_{\text{э}} > n$ , принимается  $n_{\text{э}} = n$

5. Определяются расчетные коэффициенты активной и реактивной мощности  $K_{\text{р}}$  и  $K_{\text{р.р}}$ . Значения коэффициентов зависят от  $n_{\text{э}}$ ,  $K_{\text{и.Г}}$  и  $T_0$ . Для НКУ, распределительных шинопроводов ( $T_0 = 10$  мин) значения  $K_{\text{р}}$  определяются по таблице из справочного пособия или по номограммам. Для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов ( $T_0 = 2,5$  ч) значения  $K_{\text{р}}$  принимаются по справочной таблице.

Значения коэффициента  $K_{\text{р.р}}$  принимаются исходя из условий:



- НКУ, распределительный шинопровод, кабельная или воздушная линия 0,38 кВ - при  $n \leq 10$  принимается  $K_{p.p} = 1,1$ , при  $n > 10$  принимается  $K_{p.p} = 1,0$ ;

- Магистральный шинопровод, шины цеховых ТП, цех, корпус, предприятие в целом  $K_{p.p} = K_p$ .

6. Определяются расчетные мощности  $P_p$ ,  $Q_p$ ,  $S_p$  и ток  $I_p$  ЭП группы [7]:

$$P_p = K_p \sum_{i=1}^k K_{ni} P_{ni} = K_p P_{п.г}; \quad (2.11)$$

$$Q_p = K_{p.p} \sum_{i=1}^K K_{ni} P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i = K_{p.p} Q_{п.г}; \quad (2.12)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (2.13)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_H}, \quad (2.14)$$

где  $U_H$  — номинальное напряжение сети.

Расчеты для всех распределительных пунктов, получающих питание от подстанции заносим в таблицу 2.1.

Вывод: определен ожидаемый прирост электрических нагрузок, получающих питание от ГПП.

Таблица 2.1 – Расчеты нагрузок для всех распределительных пунктов, получающих питание от подстанции

№ Эл. пр.	Краткое наименование электроприемника	n, шт	P <sub>Н</sub> (ПВ=100%)		m	K <sub>И</sub>	cosφ tgφ	Среднесменная нагрузка		n <sub>Э</sub>	K <sub>М</sub>	Расчётная нагрузка по узлу питания			I <sub>р</sub> , А
			P <sub>Н</sub> , кВт	P <sub>НС</sub> , кВт				P <sub>С</sub> , кВт	Q <sub>С</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Распредпункт №1														
1	Масляный насос	5	10	50		0.65	0.8/0.75	32.5	24.37						
2	Эл.двиг. задвижки	8	1	8		0.65	0.8/0.75	5.2	3.9						
3	Эл. прием. ПМН-5	2	5,5	11		0.65	0.8/0.75	7.15	5.36						
4	Эл. прием. РМН-5	2	5,5	11		0.65	0.8/0.75	7.15	5.36						
5	Эл.двиг. задвижки	10	3	30		0.65	0.8/0.75	19.5	14.62						
6	Эл. прием. ТВУ 1-3	3	96	288		0.3	0.35/2.58	86.4	222.9						
	<b>Всего по РП №1</b>	30	96/1	398	>3	0.39	0.57/1.75	157.9	276.5	9	1.47	232.1	276,5	468	711
1	Распредпункт №2														
1	Масляный насос	5	10	50		0.65	0.8/0.75	32.5	24.37						
2	Эл.двиг. задвижки	8	1	8		0.65	0.8/0.75	5.2	3.9						
3	Эл. прием. ПМН-6	2	5,5	11		0.65	0.8/0.75	7.15	5.36						
4	Эл. прием. РМН-6	2	5,5	11		0.65	0.8/0.75	7.15	5.36						
5	Эл.двиг. задвижки	10	3	30		0.65	0.8/0.75	19.5	14.6						
6	Эл. прием. ТВУ 4-6	3	96	288		0.3	0.35/2.58	86.4	222.9						
	<b>Всего по РП №2</b>	30	96/1	398	>3	0.39	0.57/1.75	157.9	276.5	9	1.47	232.1	276,5	468	711

Продолжение таблицы 2.1

№ Эл. пр.	Краткое наименование электроприемника	n, шт	P <sub>н</sub> (ПВ=100%)		m	K <sub>и</sub>	cosφ tgφ	Среднесменная нагрузка		n <sub>э</sub>	K <sub>м</sub>	Расчётная нагрузка по узлу питания			I <sub>р</sub> , А
			P <sub>н</sub> , кВт	P <sub>нэ</sub> , кВт				P <sub>с</sub> , кВт	Q <sub>с</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Распредпункт №2а														
1	Масляный насос	3	10	30		0.65	0.8/0.75	19.5	14.6						
2	Эл.двиг. задвижки	4	1	4		0.65	0.8/0.75	2.6	1.95						
3	Эл. прием. ПМН-7	1	5,5	5.5		0.65	0.8/0.75	3.57	2.67						
4	Эл. прием. РМН-7	1	5,5	5.5		0.65	0.8/0.75	3.57	2.67						
5	Эл.двиг. задвижки	5	3	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
6	Эл. прием. ТВУ - 7	1	96	96		0.3	0.35/2.58	28.8	74.3						
	<b>Всего по РП №2а</b>	15	96/1	156	>3	0.43	0.65/1.52	67.79	103.5	5	1.76	119.3	103,5	217.5	329
1	Распредпункт №3														
1	Насосная уст. - 315	2	132	264		0.65	0.8/0.75	171.6	128.7						
2	Насосная уст. – 307	2	200	400		0.65	0.8/0.75	260	195						
3	Насосная уст. – 325	2	20	40		0.65	0.8/0.75	26	19.5						
4	Насосная уст. – 328	1	2,8	2.8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.3						
5	Эл. прием. ПС-5	4	14	56		0.65	0.8/0.75	36.4	27.3						
6	Эл. прием. ПС-23	1	2,8	2.8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
7	Эл. прием. ПС-15	2	7	14		0.65	0.8/0.75	9.1	6.82						
8	Эл. прием. ПС-16	4	4,5	18		0.65	0.8/0.75	11.7	8.77						
9	Эл. прием. ПС-17	2	4,5	9		0.65	0.8/0.75	5.85	4.3						
10	Эл. прием. ПС-19	5	2,8	14		0.65	0.8/0.75	9.1	6.82						
11	Эл. прием. ПС-6	2	10	20		0.65	0.8/0.75	13	9.75						
12	Эл. прием. ПС-12	2	17	34		0.65	0.8/0.75	22.1	16.5						
	<b>Всего по РП №3</b>	24	200/2.8	856.6	>3	0.65	0,8/0.75	559.4	426.2	9	1.28	716	426,2	900.1	1367

Продолжение таблицы 2.1

№ Эл. пр.	Краткое наименование электроприемника	n, шт	P <sub>н</sub> (ПВ=100%)		m	K <sub>и</sub>	cosφ tgφ	Среднесменн ая нагрузка		n <sub>э</sub>	K <sub>м</sub>	Расчётная нагрузка по узлу питания			I <sub>р</sub> , А
			P <sub>н</sub> , кВт	P <sub>нэ</sub> , кВт				P <sub>с</sub> , кВт	Q <sub>с</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Распредпункт №5														
1	Эл. прием. ВС-1	1	8	8		0.65	0.8/0.75	5.2	3.9						
2	Эл. прием. ВС-2	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.7	7.27						
3	Эл. прием. ВС-3	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.7	7.27						
4	Эл. прием. АВС-4	1	0,8	0,8		0.65	0.8/0.75	0.52	0.39						
5	Эл. прием. АВС-2	1	0,8	0,8		0.65	0.8/0.75	0.52	0.39						
6	Эл. прием. АВС-3	1	3	3		0.65	0.8/0.75	1.95	1.46						
7	Эл. прием. АВС-1	1	3	3		0.65	0.8/0.75	1.95	1.46						
8	Эл. прием. АВС-5	1	3	3		0.65	0.8/0.75	1.95	1.46						
9	Установка по обработке деталей	1	4	4		0.12	0.4/2.3	0.48	1.104						
10	Вентиляция свар.	1	2,8	2.8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
11	Наждачная уст.	1	3	3		0.12	0.4/2.3	0.36	0.82						
12	Вентиляция нажд.	1	1,7	1.7		0.65	0.8/0.75	1.1	0.82						
13	Сверл. установка	1	2,1	2.1		0.12	0.4/2.3	0.2	0.46						
14	Электроножницы	1	2,3	2.3		0.17	0.65/1.17	0.3	0.5						
15	Шлифовальная установка	2	2,3	4.6		0.12	0.4/2.3	0.5	1.15						
16	Гидравл. пресс	1	2,2	2.2		0.24	0.65/1.17	0.52	0.6						
17	Тельфер	2	7	14		0.15	0.8/0.75	2.1	1.57						
18	Сварочн. установка	1	24	24		0.3	0.35/2.58	7.2	18.57						
19	Сварочн. установка	1	75	75		0.3	0.35/2.58	22.5	58.05						
	<b>Всего по РП №5</b>	21	75/0.8	184.3	>3	0.37	0.53/1.56	68.89	107.8	5	1.76	121.2	107,8	224.5	341

Продолжение таблицы 2.1

№ Эл. пр.	Краткое наименование электроприемника	n, шт	P <sub>н</sub> (ПВ=100%)		m	K <sub>и</sub>	cosφ tgφ	Среднесменная нагрузка		n <sub>э</sub>	K <sub>м</sub>	Расчётная нагрузка по узлу питания			I <sub>р</sub> , А
			P <sub>н</sub> , кВт	P <sub>нэ</sub> , кВт				P <sub>с</sub> , кВт	Q <sub>с</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Распредпункт №7														
1	Насосная уст. 155	2	2,8	5,6		0.65	0.8/0.75	3.6	2.7						
2	Насосная уст. 175	2	25	50		0.65	0.8/0.75	32.5	24.3						
3	Насосная уст. 137	3	11	33		0.65	0.8/0.75	21.45	16.08						
4	Насосная уст. 404	2	30	60		0.65	0.8/0.75	39	29.25						
5	Насосная уст. 4	1	32	32		0.65	0.8/0.75	20.8	15.6						
6	Эл. прием. ПС – 7	1	7,5	7,5		0.65	0.8/0.75	4.87	3.6						
7	Эл. прием. ПС – 8	1	7,5	7,5		0.65	0.8/0.75	4.87	3.6						
8	Эл. прием. ПС – 10	1	7,5	7,5		0.65	0.8/0.75	4.87	3.6						
9	Эл. прием. ВС – 4	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.3						
10	Эл. прием. ВС – 5	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.3						
11	Эл. прием. ВС – 6	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.3						
12	Эл. прием. ВС – 7	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.3						
13	Эл. прием. АВС – 6	1	2,8	2,8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
14	Эл. прием. АВС – 7	1	0,8	0,8		0.65	0.8/0.75	0.52	0.39						
15	Эл. прием. АВС – 8	1	2,8	2,8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
16	Эл. прием. АВС – 9	1	0,8	0,8		0.65	0.8/0.75	0.52	0.39						
17	Эл. прием. АВС - 14	1	7,5	7,5		0.65	0.8/0.75	4.87	3.6						
	<b>Всего по РП №7</b>	22	30/0.8	243	>3	0.65	0,8/0.75	180.5	127.7	16	1.18	212.9	150.6	260.7	395

Продолжение таблицы 2.1

№ Эл. пр.	Краткое наименование электроприемника	n, шт	P <sub>н</sub> (ПВ=100%)		m	K <sub>и</sub>	cosφ tgφ	Среднесменная нагрузка		n <sub>э</sub>	K <sub>м</sub>	Расчётная нагрузка по узлу питания			I <sub>р</sub> , А
			P <sub>н</sub> , кВт	P <sub>нз</sub> , кВт				P <sub>с</sub> , кВт	Q <sub>с</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Распредпункт №8														
1	Насосная уст. 5	2	5	10		0.65	0.8/0.75	6.5	4.87						
2	Насосная уст. 9	2	25	50		0.65	0.8/0.75	32.5	24.3						
3	Насосная уст. 16	2	30	60		0.65	0.8/0.75	39	29.2						
4	Насосная уст. 24	2	20	40		0.65	0.8/0.75	26	19.5						
5	Насосная уст. 27	2	55	110		0.65	0.8/0.75	71.5	53.6						
6	Насосная уст. 34	2	25	50		0.65	0.8/0.75	32.5	24.3						
7	Насосная уст. 41	3	27	81		0.65	0.8/0.75	52.65	39.48						
8	Насосная уст. 42	2	13	26		0.65	0.8/0.75	16.9	12.6						
9	Насосная уст. 53	2	2,8	5.6		0.65	0.8/0.75	3.64	2.73						
10	Насосная уст. 47	2	5,5	11		0.65	0.8/0.75	7.15	5.36						
11	Эл. прием. ПС 13	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
12	Эл. прием. ПС 14	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
13	Эл. прием. ПС 21	1	4	4		0.65	0.8/0.75	2.6	1.95						
14	Эл. прием. ПС 22	1	8	8		0.65	0.8/0.75	5.2	3.97						
15	Эл. прием. ВС 8	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
16	Эл. прием. ВС 9	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
17	Эл. прием. ВС 10	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
18	Эл. прием. ВС 11	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
19	Эл. прием. АВС 10	1	2,8	2,8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
20	Эл. прием. АВС 11	1	2,8	2,8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
21	Эл. прием. АВС 12	1	2,8	2,8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
	<b>Всего по РП №8</b>	32	55/2.8	504	>3	0.65	0,8/0.75	360.1	269.8	19	1.15	414.1	310.3	517.4	786

Продолжение таблицы 2.1

№ Эл. пр.	Краткое наименование электроприемника	n, шт	P <sub>н</sub> (ПВ=100%)		m	K <sub>и</sub>	cosφ tgφ	Среднесменн ая нагрузка		n <sub>э</sub>	K <sub>м</sub>	Расчётная нагрузка по узлу питания			I <sub>р</sub> , А
			P <sub>н</sub> , кВт	P <sub>нΣ</sub> , кВт				P <sub>с</sub> , кВт	Q <sub>с</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Распредпункт №9														
1	Насосная уст. 108	2	55	110		0.65	0.8/0.75	71.53.	53.6						
2	Насосная уст. 125	1	5,5	5.5		0.65	0.8/0.75	3.57	2.67						
3	Насосная уст. 126	2	13	26		0.65	0.8/0.75	16.9	12.6						
4	Насосная уст. 139	2	11	22		0.65	0.8/0.75	14.3	10.7						
5	Насосная уст. 141	2	11	22		0.65	0.8/0.75	14.3	10.7						
6	Насосная уст. 134	3	7,5	22.5		0.65	0.8/0.75	14.62	10.9						
7	Электродвиг. задвижки	3	1,5	4.5		0.65	0.8/0.75	2.92	2.19						
8	Насосная уст. 600	3	75	225		0.65	0.8/0.75	146.2	109.6						
9	Насосная уст. 11	1	10	1		0.65	0.8/0.75	0.65	0.4						
10	Насосная уст. 22	1	4	4		0.65	0.8/0.75	2.6	1.95						
11	Насосная уст. 2	1	3,6	3,6		0.65	0.8/0.75	2.34	1.75						
12	Насосная уст. 15	1	4	4		0.65	0.8/0.75	2.6	1.95						
13	Насосная уст. 18	1	1,7	1,7		0.65	0.8/0.75	1.1	0.82						
14	Насосная уст. 275	1	1,7	1,7		0.65	0.8/0.75	1.1	0.82						
15	Электросмеситель	1	4,5	4,5		0.65	0.8/0.75	2.92	2.19						
	<b>Всего по РП №9</b>	25	75/1.5	453	>3	0.65	0,8/0.75	311.9	222.5	12	1.23	383.6	273.7	471.2	716
	<b>Всего без учета нагрузок сист. осв.</b>	199	200/0,8	3192,9	>3	0.58	0.74/0.91	1864.3	1710.5	32	1.13	2106.7	1932.8	2733.4	4154.2
	<b>Нагр. сист. осв.</b>											40,8	24,8	47,7	72,4
	<b>Всего с учетом нагрузок сист. осв.</b>											2147,5	1957,6	2905,9	4415,8

### 3 Выбор количества устанавливаемых на подстанции силовых трансформаторов и их номинальной мощности

Выбор числа трансформаторов на подстанции зависит от категории потребителей по степени надежности электроснабжения и от величины расчетной мощности [8, 9].

Для питания потребителей первой категории предусматриваются двух- или трех трансформаторные подстанции с АВР по стороне вторичного напряжения.

Для потребителей второй категории рекомендуются двух- или трех трансформаторные подстанции, однотрансформаторные могут быть применены, если время замены вышедшего из строя трансформатора не превышает одних суток, а требуемая степень резервирования обеспечивается по связям вторичного напряжения от других подстанций.

Для потребителей третьей категории применяются однотрансформаторные подстанции. При значительной сосредоточенной нагрузке электроприемников третьей категории возможен вариант двухтрансформаторной подстанции без устройств АВР, с полной загрузкой трансформаторов в нормальном режиме и отключением части потребителей в послеаварийном режиме.

Поскольку от ГПП получают питание потребители, относящиеся к 1 и 2 категориям, то мощность трансформаторов найдем по формуле:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{ПП} \frac{1}{K_{пер} (n-1)}, \quad (3.1)$$
$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 58780 \cdot \frac{1}{1,4(3-1)} = 16794 \text{ кВА}$$



Для дальнейшего сравнения выбираем трансформаторы типа ТРДН-25000/110/6/6 и ТРДН-40000/110/6/6.

### 3.1 Вариант установки на ГПП предприятия трех трансформаторов ТРДН-25000/110/6/6

Выбранный трансформатор согласно справочной информации обладает следующими характеристиками:  $S_{ном} = 25$  МВА,  $U_k = 9,5\%$ ,  $\Delta P_k = 115$  кВт,  $\Delta P_x = 25$  кВт,  $I_x = 0,5\%$ , цена за шт. по данным сайта производителя составляет 28 млн.руб.

Величина потерь активной и реактивной мощности в одном трансформаторе в режиме XX [10, 11]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (3.2)$$

$$\Delta P_x' = 25 + 0,05 \times 125 = 31,25 \text{ кВт},$$

реактивной мощности

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (3.3)$$

$$\Delta Q_x = 0,5 \times 25000 / 100 = 125 \text{ квар},$$

Величина потерь активной и реактивной мощности в одном трансформаторе в режиме КЗ:

- обмотка 110 кВ:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_{к.в} = 9,5 \times 25000 / 100 = 2375 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (3.5)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \times 9,5 = 1,2 \%,$$

$$\Delta P_{к.в}^p = \Delta P_{к.в} + K_{un} \times \Delta Q_{к.в}, \quad (3.6)$$

$$\Delta P'_{к.б} = 0 + 0,05 \times 2375 = 118,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.б} = 0.$$

- обмотка 6 кВ:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном т} / 100, \quad (3.7)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 16,625 \times 25000 / 100 = 4156,3 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (3.8)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \times 9,5 = 16,625 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (3.9)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 230 + 0,05 \cdot 4156,3 = 437,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (3.10)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \times 115 = 230 \text{ кВт}.$$

Определим степень загруженности каждой из обмоток оставшегося в работе трансформатора при отключении второго:

$$K_{3.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (3.11)$$

$$K_{3.б} = \frac{61780}{25000} = 2.47.$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{S_{н1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (3.12)$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{30890}{25000} = 1.24.$$

Найдем значение приведенных суммарных потерь активной мощности в СТ ГПП:

$$P_m^{\wedge} = \Delta P_x^{\wedge} + K_{3.6}^2 \cdot \Delta P_{к.6}^{\wedge} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\wedge} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\wedge}, \quad (3.13)$$

$$P_m^{\wedge} = 31.25 + 2.47^2 \cdot 118.8 + 1.24^2 \cdot 437.8 + 1.24^2 \cdot 437.8 = 2093.3 \text{ кВт.}$$

На каждой ступени загрузки силового трансформатора с учетом продолжительности его работы сданной загрузкой определяем потери электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.6i}^2 \cdot \Delta P_{к.6}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н1i}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н2i}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}' \cdot T_i \right) \quad (3.14)$$

Результаты расчетов для трансформатора типа ТРДН-25000/110/6/6 сведены в таблице 3.1.

По значению суммарных годовых потерь в трансформаторах ГПП определяем годовую стоимость этих потерь:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\vartheta}, \quad (3.15)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (821250 + 3009171) \times 1,726 = 6611 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты с учетом стоимости СТ, потерь в них и годовых издержек на эксплуатацию:

$$Z_{прив} = E_n \times K + I = E_n \times K + I_{\vartheta} + I_{\Delta W_{ПТС}} \quad (3.16)$$

$$Z_{прив} = 0,15 \times 84000 + 7896 + 6611 = 27107 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 3.1 - Результаты расчетов для трансформатора типа ТРДН-25000/110/6/6

$i$	$S_{Bi}$ , MBA	$S_{H1i}$ , MBA	$S_{H2i}$ , MBA	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$ , кВт·ч
1	61.780	30.890	30.890	3	2000	187500	2.471	1.236	1.236	483457	445608	445608
2	52.712	26.356	26.356	3	1000	93750	2.108	1.054	1.054	175972	162195	162195
3	42.845	21.423	21.423	3	1700	159375	1.714	0.857	0.857	197645	182171	182171
4	32.505	16.253	16.253	3	2300	215625	1.300	0.650	0.650	153912	141862	141862
5	20.601	10.300	10.300	3	1760	165000	0.824	0.412	0.412	47306	43603	43603
						$\Sigma \Delta W_{xi} = 821250$				$\Sigma \Delta W_{кBi} = 3009171$		

### 3.2 Вариант установки на ГПП предприятия трех трансформаторов ТРДН-40000/110/6/6

Выбранный трансформатор согласно справочной информации обладает следующими характеристиками:  $S_{ном} = 40$  МВА,  $U_{к} = 10,5\%$ ,  $\Delta P_{к} = 160$  кВт,  $\Delta P_{x} = 35$  кВт,  $I_{x} = 0,5\%$ , цена за шт. по данным сайта производителя составляет 44,8 млн.руб.

Величина потерь активной и реактивной мощности в одном трансформаторе в режиме XX:

$$\Delta P_{x}' = \Delta P_{x} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{x}, \quad (3.17)$$
$$\Delta P_{x}' = 35 + 0,05 \times 200 = 45 \text{ кВт},$$

реактивной мощности

$$\Delta Q_{x} = I_{xx\%} + S_{ном.т} / 100, \quad (3.18)$$
$$\Delta Q_{x} = 0,5 \times 40000 / 100 = 200 \text{ квар},$$

Величина потерь активной и реактивной мощности в одном трансформаторе в режиме КЗ:

- обмотка 110 кВ:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (3.19)$$
$$\Delta Q_{к.в} = 10,5 \times 40000 / 100 = 4200 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (3.20)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \times 10,5 = 1,3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{ин} \times \Delta Q_{к.в}, \quad (3.21)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \times 4200 = 210 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- обмотка 6 кВ:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном,т} / 100, \quad (3.22)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18,375 \times 40000 / 100 = 7350 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (3.23)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \times 10,5 = 18,375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (3.24)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 320 + 0,05 \cdot 7350 = 697,5 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (3.25)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \times 160 = 320 \text{ кВт}.$$

Определим степень загруженности каждой из обмоток оставшегося в работе трансформатора при отключении второго:

$$K_{3.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (3.26)$$

$$K_{3.б} = \frac{61780}{40000} = 1.54.$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (3.27)$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{30890}{40000} = 0.77.$$

Найдем значение приведенных суммарных потерь активной мощности в СТ ГПП:

$$\dot{P}_m = \Delta \dot{P}_x + K_{3.б}^2 \cdot \Delta \dot{P}_{к.б} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta \dot{P}_{к.н1} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta \dot{P}_{к.н2}, \quad (3.28)$$

$$\dot{P}_m = 45 + 1.54^2 \cdot 210 + 0.77^2 \cdot 687.5 + 0.77^2 \cdot 687.5 = 1366 \text{ кВт}.$$

Результаты расчетов для трансформатора типа ГПП ТРДН-40000/110/6/6 сведены в таблице 3.2.

По значению суммарных годовых потерь в трансформаторах ГПП определяем годовую стоимость этих потерь:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_3, \quad (3.29)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (788400 + 2891593) \times 1,726 = 6352 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты с учетом стоимости СТ, потерь в них и годовых издержек на эксплуатацию:

$$Z_{прив} = E_n \times K + I = E_n \times K + I_3 + I_{\Delta W_{ПТС}} \quad (3.30)$$

$$Z_{прив} = 0,15 \times 134400 + 12634 + 6352 = 39145 \text{ тыс. руб.}$$

Вывод: поскольку вариант с установкой на ГПП трех силовых трансформаторов ТРДН-25000/110/6/6 обладает намного меньшими приведенными затратами, а реализация второго варианта не несет существенных технических преимуществ, то принимаем для реализации вариант с установкой трех силовых трансформаторов ТРДН-25000/110/6/6.

Таблица 3.2 - Результаты расчетов для трансформатора типа ГПП ТРДН-40000/110/6/6

$i$	$S_{Bi}$ , MBA	$S_{H1i}$ , MBA	$S_{H2i}$ , MBA	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$ , кВт·ч
1	61.780	30.890	30.890	2	2000	180000	1.545	0.772	0.772	500951	410004	410004
2	52.712	26.356	26.356	2	1000	90000	1.318	0.659	0.659	182340	149236	149236
3	42.845	21.423	21.423	2	1700	153000	1.071	0.536	0.536	204796	167616	167616
4	32.505	16.253	16.253	2	2300	207000	0.813	0.406	0.406	159481	130528	130528
5	20.601	10.300	10.300	2	1760	158400	0.515	0.258	0.258	49018	40119	40119
$\Sigma \Delta W_{xi} = 788400$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 2891593$		



#### 4 Определение расчетных значений токов КЗ

Для определения токов КЗ составляется расчетная схема электроустановки - это упрощенная электрическая схема установки с указанием всех ее элементов и параметров, которые влияют на ток КЗ и должны быть учтены во время расчета. Расчетная схема, как правило, составляется для нормального режима работы с перспективой не менее чем на 5 лет после ввода ее в эксплуатацию. На расчетную схему наносятся все расчетные точки КЗ.

При расчете токов КЗ в установках напряжением до 1 кВ на величину тока влияют переходные сопротивления контактов аппаратов, сопротивления трансформаторов тока, коротких участков шин и т.д., поэтому они включаются в расчетную схему.

К расчетному виду КЗ относят КЗ, при котором возникают наиболее тяжелые условия работы аппаратов и проводников. Расчетная продолжительность КЗ определяется в случаях, когда выбор проводников и аппаратов производится по периодической составляющей тока КЗ, изменяющейся во времени, или когда определяется термическое действие тока КЗ на проводники и аппараты [12, 13].

Для определения значений токов КЗ на сторонах ВН и НН трансформатора ГПП составляем расчетную схему, которая представлена на рисунке 4.1 и ее схему замещения, которая изображена на рисунке 4.2.

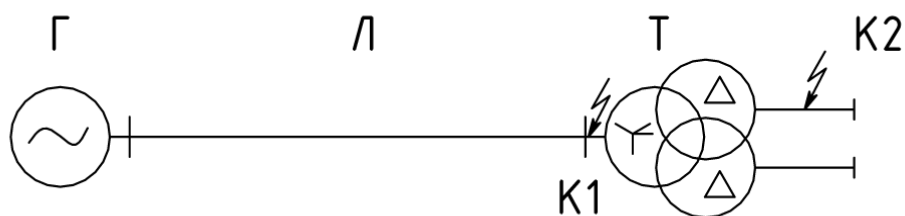


Рисунок 4.1 - Схема для расчета тока короткого замыкания

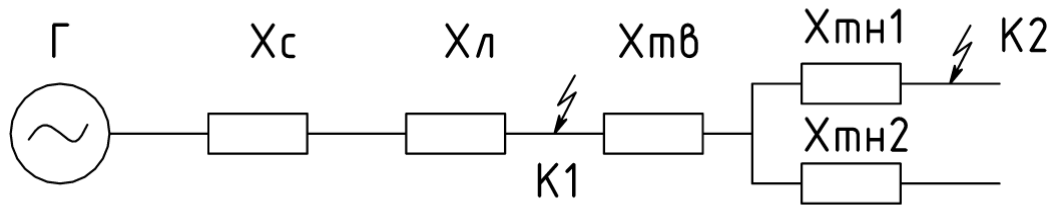


Рисунок 4.2 - Схема замещения

Паспортные данные элементов, входящих в схему замещения:

Внешняя система напряжением и мощностью КЗ  $U_{cp} = 115$  кВ;

$S_{\sigma} = 1000$  МВА;  $S_{\kappa} = 2100$  МВА.

Высоковольтная питающая линия:  $x_{y\delta} = 0,124$  Ом/км;  $L = 5.5$  км.

Силовой трансформатор, выбранный для установки на ГПП предприятия:  $S_{н} = 25$  МВА;  $U_{\kappa} = 9.5$  %.

Определим сопротивление системы по формуле:

$$x_{c.\delta} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}}; \quad (4.1)$$

$$x_{c.\delta} = \frac{1000}{2100} = 0.476.$$

«Сопротивление ВЛ» [14]:

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{x_{y\delta}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{сн}^2}; \quad (4.2)$$

$$x_{ВЛ.\delta} = 0.124 \cdot 5.5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.052.$$

«Сопротивление СТ» [14]:

$$x_{Т.В.\delta} = \frac{U_{\kappa.г}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н}}; \quad (4.3)$$

$$x_{T.B.\bar{\sigma}} = \frac{1.1875}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0.475.$$

$$x_{T.H.\bar{\sigma}} = \frac{U_{\kappa.H.}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H}; \quad (4.4)$$

$$x_{T.H.\bar{\sigma}} = \frac{16.625}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 6.650.$$

Суммарное значение сопротивления до точки К1:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{\sigma}} + x_{BЛ.\bar{\sigma}}; \quad (4.5)$$

$$x_{рез1} = 0.476 + 0.052 = 0.528.$$

Определим значение базисного тока для точки К1:

$$I_{\bar{\sigma}.к1} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (4.6)$$

$$I_{\bar{\sigma}.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания для точки К1:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{\bar{\sigma}}}{x_{рез1}} \cdot I_{\bar{\sigma}}; \quad (4.7)$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{0.528} \cdot 5.02 = 9.513 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока короткого замыкания для точки К1:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot \kappa_{уд}; \quad (4.8)$$

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 9.513 \cdot 1.8 = 24.215 \text{ кА.}$$

Суммарное значение сопротивления до точки К2:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.В.б} + x_{Т.Н.б}; \quad (4.9)$$

$$x_{рез2} = 0.528 + 0.475 + 6.65 = 7.653.$$

Определим значение базисного тока для точки К2:

$$I_{б.к2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (4.10)$$

$$I_{б.к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 91.643 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания для точки К2:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{б}}{x_{рез2}} \cdot I_{б.к2}; \quad (4.11)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{7.653} \cdot 91.643 = 11.975 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока короткого замыкания для точки К2:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (4.12)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 11.975 \cdot 1.85 = 31.331 \text{ кА.}$$

Вывод: определены расчетные значения токов КЗ.

## 5 Выбор и проверка основных электрических аппаратов, устанавливаемых на сторонах ВН и НН ГПП

Все аппараты должны проверяться по условиям продолжительного режима работы (нормального или послеаварийного) и по условиям короткого замыкания [12].

По условиям продолжительного режима работы выбираются номинальный ток и номинальное напряжение аппарата:

$$I_n \geq I_{pa}$$

$$U_n \geq U_{nc}$$

где  $I_n$ ,  $U_n$  – номинальные ток и напряжение выбираемого аппарата (паспортные данные);  $I_{pa}$  – расчетный ток наиболее тяжелого послеаварийного режима в цепи аппарата;  $U_{nc}$  – номинальное напряжение сети.

По режиму КЗ выполняется проверка:

- на коммутационную способность;
- термическую стойкость;
- электродинамическую стойкость.

Проверка на коммутационную способность выполняется для аппаратов, предназначенных для включения и отключения цепей в продолжительных режимах работы (выключатели нагрузки) или во всех режимах работы, в том числе, режимах КЗ (выключатели). Выключатели, кроме того, могут использоваться для работы в циклах АПВ, ОАПВ, АВР и др. Во включенном положении коммутационные аппараты должны быть способны пропускать сквозной ток КЗ.

## 5.1 Выбор аппаратов на стороне ВН ГПП

### 5.1.1 Выбор высоковольтных выключателей

Предварительно принимаем к установке выключатель типа ВГТ-110Ш-40/2500.

Выбор и проверка предварительно принятого выключателя производится путем сравнения паспортных данных аппарата с расчётными значениями, результаты расчетов заносятся в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты выбора и проверки выключателей 110 кВ

Название условия	Условие, которое должно выполняться	Расчётные значения	Паспортные данные аппарата
Значение напряжения в месте установки аппарата	$U_{уст} \leq U_{ном}, кВ$	110	110
Выбор номинального тока аппарата	$I \leq I_{ном}, А$	176	2500
Проверка на коммутационную способность	$I_{н.т} \leq I_{ном.откл}, кА$	9,5	40
Электродинамическая стойкость аппарата	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, кА$	24,2	102
Термическая устойчивость аппарата	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t, кА^2 \cdot с$	13,1	152

Предварительно выбранный выключатель типа ВГТ-110Ш-40/2500 удовлетворяет указанным выше требованиям и может быть установлен на ГПП.

### 5.1.2 Выбор разъединителей 110 кВ

Предварительно принимаем к установке разъединитель типа РГП-СЭЩ-110/1250.

Выбор и проверка предварительно принятого разъединителя производится путем сравнения паспортных данных аппарата с расчётными значениями:

- значение напряжения в месте установки аппарата:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (5.1)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- выбор номинального тока аппарата:

$$I_{max} < I_n, \quad (5.2)$$
$$176 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

- электродинамическая стойкость аппарата:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (5.3)$$
$$24.2 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- термическая устойчивость аппарата:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (5.4)$$

$$13.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно выбранный разъединитель типа РГП-СЭЩ-110/1250 удовлетворяет указанным выше требованиям и может быть установлен на ГПП.

### 5.1.3 Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ)

Предварительно принимаем к установке трансформаторы тока типа ТВТ110-1-200/5.

Выбор и проверка предварительно принятого трансформатора тока производится путем сравнения паспортных данных аппарата с расчётными значениями:

- значение напряжения в месте установки аппарата:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (5.5)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- выбор номинального тока аппарата:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{н.ТТ}}, \quad (5.6)$$
$$176 \text{ А} \leq 200 \text{ А};$$

- электродинамическая стойкость аппарата:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{эдин.ст}}, \quad (5.7)$$
$$24.2 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

- термическая устойчивость аппарата:



$$B_{\kappa} \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл},, \quad (5.8)$$

$$13.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 59.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- величина допустимой вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (5.9)$$

В расчетах принимается  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{\kappa} , \quad (5.10)$$

Ко вторичной обмотке трансформатора тока, установленного на стороне ВН силового трансформатора подключается амперметр с  $S_{ном} = 0.1$  ВА. Определим из известного значения мощности сопротивление подключенного прибора:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} , \quad (5.11)$$

$$R_{приб} = \frac{0.1}{5^2} = 0.004 \text{ Ом} .$$

Тогда максимально допустимое активное сопротивление проводников во вторичных цепях составит:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{\kappa} ,$$

$$R_{пр} = 1.2 - 0.004 - 0.1 = 1.096 \text{ Ом} .$$

что соответствует минимальному сечению медного проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (5.12)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.096} = 0.958 \text{ мм}^2.$$

Исходя из необходимости выполнения требований по минимально допустимому сечению выбираем сечение проводника равное 2.5 мм<sup>2</sup>.

Предварительно выбранный трансформатор тока типа ТВТ110-1-200/5 удовлетворяет указанным выше требованиям и может быть установлен на ГПП.

## 5.2 Выбор аппаратов на стороне НН ГПП

### 5.2.1 Выбор высоковольтных выключателей

Предварительно принимаем к установке выключатель типа ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ2.

Выбор и проверка предварительно принятого выключателя производится путем сравнения паспортных данных аппарата с расчётными значениями, результаты расчетов заносятся в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 - Результаты выбора и проверки выключателей 6 кВ

Название условия	Условие, которое должно выполняться	Расчётные значения	Паспортные данные аппарата
Значение напряжения в месте установки аппарата	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	6	10

Продолжение таблицы 5.2

Выбор номинального тока аппарата	$I \leq I_{ном}, A$	1604	2000
Проверка на коммутационную способность	$I_{н.т} \leq I_{ном.откл}, кА$	12	20
Электродинамическая стойкость аппарата	$i_{уд} \leq i_{нр.с}, кА$	31,3	80
Термическая устойчивость аппарата	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t, кА^2 \cdot с$	23	99,2

Предварительно выбранный выключатель типа ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ2 удовлетворяет указанным выше требованиям и может быть установлен на ГПП.

### 5.2.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Предварительно принимаем к установке трансформаторы тока типа ТЛШ-10-2000/5.

Выбор и проверка предварительно принятого трансформатора тока производится путем сравнения паспортных данных аппарата с расчётными значениями:

- значение напряжения в месте установки аппарата:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (5.13)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- выбор номинального тока аппарата:

$$I_{\max} \leq I_{H.IT}, \quad (5.14)$$

$$1604 \text{ A} \leq 2000 \text{ A};$$

- электродинамическая стойкость аппарата:

$$i_{y0} \leq i_{\text{эдин.ст}}, \quad (5.15)$$

$$31.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- термическая устойчивость аппарата:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (5.16)$$

$$23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 99.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- величина допустимой вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (5.17)$$

В расчетах принимается  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k, \quad (5.18)$$

Ко вторичной обмотке трансформатора тока, установленного на стороне НН силового трансформатора подключается амперметр и счетчик электрической энергии с  $S_{\text{ном}} = 0.75 \text{ ВА}$ . Определим из известного значения мощности сопротивление подключенных приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (5.19)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.75}{5^2} = 0.03 \text{ Ом.}$$

Тогда максимально допустимое активное сопротивление проводников во вторичных цепях составит:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.03 - 0.1 = 1.07 \text{ Ом.}$$

что соответствует минимальному сечению медного проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (5.20)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{1.07} = 0.654 \text{ мм}^2.$$

Исходя из необходимости выполнения требований по минимально допустимому сечению выбираем сечение проводника равное 2.5 мм<sup>2</sup>.

Предварительно выбранный трансформатор тока типа ТЛШ-10-2000/5 удовлетворяет указанным выше требованиям и может быть установлен на ГПП. По такому же принципу выбираются трансформаторы тока для установки на отходящих фидерах.

### 5.2.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор и проверка предварительно принятого трансформатора напряжения производится путем сравнения паспортных данных аппарата с расчётными значениями:

- значение напряжения в месте установки аппарата:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (5.21)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ};$$

- требуемый для измерений класс точности;

- величина допустимой вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (5.22)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (5.23)$$

Для установки на стороне 6 кВ принимаем трансформатор напряжения типа НАМИТ–6–2 с классом точности измерений 0.5. Для защиты ТН применяется предохранитель типа ПКТ-101-10. Вторичной нагрузкой ТН являются вольтметр, ваттметр, варметр, и счетчики электроэнергии с общей нагрузкой равной 7,65 ВА.

$$7.65 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}.$$

Предварительно выбранный трансформатор напряжения типа НАМИТ–6–2 удовлетворяет указанным выше требованиям и может быть установлен на ГПП.

#### 5.2.4 Выбор предохранителей

Выбор и проверка предохранителя производится путем сравнения паспортных данных аппарата с расчётными значениями:

- значение напряжения в месте установки аппарата:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (5.24)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- выбор номинального тока аппарата:

$$I_{\text{раб}} \leq I_M, \quad (5.25)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{\sqrt{3}U_M}, \quad (5.26)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{0,0765}{1,73 \cdot 6,3} = 0,007 \text{ А} < I_M = 3,2 \text{ А}$$

Выбираем для защиты ТН предохранитель ПКТ–101–10.

Вывод: при реконструкции ГПП устаревшие ячейки 6 кВ заменяем на высоконадежные комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ-70.

## 6 Расчет уставок защиты отходящих линий

Для обеспечения надежной защиты отходящих от ГПП линий в ходе реконструкции планируется установка микропроцессорных устройств защиты типа Сириус-2Л.

В устройстве реализованы следующие функции:

- защита и автоматика, предусмотренная требованиями правил устройства электроустановок и технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- программирование уставок и настроек терминала;
- индикация положения высоковольтного выключателя и контроль функционирования его цепей управления;
- расчет точки аварии на воздушной ЛЭП;
- передача по каналам связи сведений о возникновении нештатной ситуации;
- внутренняя диагностика;
- самоблокировка при выявлении внутренних неполадок;
- защита устройства от перенапряжений [14, 15].

### 6.1 Расчет сопротивлений элементов схемы замещения

- 1) Сопротивление внешней системы в режиме наибольших и наименьших нагрузок

$$Z_{min} = 0,273 \text{ Ом} \quad I_{кз_{max}} = 14070 \text{ А}$$

$$Z_{max} = 0,364 \text{ Ом} \quad I_{кз_{min}} = 10554 \text{ А}$$

- 2) Сопротивление линий 1 и 2  $Z_{л1}$  и  $Z_{л2}$  соответственно



$$Z_{л1} = \sqrt{(r_{л1})^2 + (x_{л1})^2} \quad (6.1)$$

$$Z_{л1} = \sqrt{(0,183)^2 + (0,08)^2} = 0,2 \text{ Ом}$$

$$r_{л1} = r_o \cdot l_1 \quad (6.2)$$

$$r_{л1} = 0,167 \cdot 1,1 = 0,183$$

Параметры линии 1 для расчета активного сопротивления:

$$l_1 = 1,1 \text{ км}; r_o = 0,167; S = 185 \text{ мм}^2$$

$$x_{л1} = x_o \cdot l_1 \quad (6.3)$$

$$x_{л1} = 0,073 \cdot 1,1 = 0,08$$

Параметры линии 1 для расчета индуктивного сопротивления:

$$x_o = 0,073; S = 185 \text{ мм}^2; l_1 = 1,1 \text{ км}$$

$$Z_{л2} = \sqrt{(r_{л2})^2 + (x_{л2})^2} \quad (6.4)$$

$$Z_{л2} = \sqrt{(0,127)^2 + (0,07)^2} = 0,144 \text{ Ом}$$

$$r_{л2} = r_o \cdot l_2 \quad (6.5)$$

$$r_{л2} = 0,129 \cdot 0,985 = 0,127$$

Параметры линии 2 для расчета активного сопротивления:

$$r_o = 0,129; S_{\text{каб}} = 240 \text{ мм}^2; l_2 = 0,985 \text{ км}$$

$$x_{л2} = x_o \cdot l_2 \quad (6.6)$$

$$x_{л2} = 0,071 \cdot 0,985 = 0,07$$

Параметры линии 2 для расчета индуктивного сопротивления:

$$x_o = 0,071; S_{\text{каб}} = 240 \text{ мм}^2; l_2 = 0,985 \text{ км}$$

3) Расчет сопротивлений линий 3 и 4  $Z_{л3}$  и  $Z_{л4}$  соответственно:

$$Z_{л3} = \sqrt{(r_{л3})^2 + (x_{л3})^2} \quad (6.7)$$

$$Z_{л3} = \sqrt{(0,049)^2 + (0,0148)^2} = 0,051 \text{ Ом}$$

$$r_{л3} = r_o \cdot l_3 \quad (6.8)$$

$$r_{л3} = 0,258 \cdot 0,19 = 0,049$$

Параметры линии 3 для расчета активного сопротивления:

$$r_o = 0,258; S_{\text{каб}} = 120 \text{ мм}^2; l_3 = 0,19 \text{ км}$$

$$x_{л3} = x_o \cdot l_3 \quad (6.9)$$

$$x_{л3} = 0,078 \cdot 0,19 = 0,0148$$

Параметры линии 3 для расчета индуктивного сопротивления:

$$x_o = 0,078; S_{\text{каб}} = 120 \text{ мм}^2; l_3 = 0,19 \text{ км}$$

$$Z_{л4} = \sqrt{(r_{л4})^2 + (x_{л4})^2} \quad (6.10)$$

$$Z_{л4} = \sqrt{(0,047)^2 + (0,017)^2} = 0,05 \text{ Ом}$$

$$r_{л4} = r_o \cdot l_4 \quad (6.11)$$

$$r_{л4} = r_o \cdot l_4 = 0,206 \cdot 0,23 = 0,047$$

Параметры линии 4 для расчета активного сопротивления:

$$r_o = 0,206; S_{\text{каб}} = 150 \text{ мм}^2; l_4 = 0,23 \text{ км}$$

$$x_{л4} = x_o \cdot l_4 \quad (6.12)$$

$$x_{л4} = 0,076 \cdot 0,23 = 0,017$$

Параметры линии 4 для расчета индуктивного сопротивления:

$$x_o = 0,076; S_{\text{каб}} = 150 \text{ мм}^2; l_4 = 0,23 \text{ км}$$

4) Расчет сопротивления линии 5  $Z_{л5}$

$$Z_{л5} = \sqrt{(r_{л5})^2 + (x_{л5})^2} \quad (6.13)$$

$$Z_{л5} = \sqrt{(0,0556)^2 + (0,0205)^2} = 0,059 \text{ Ом}$$

$$r_{л5} = r_o \cdot l_5 \quad (6.14)$$

$$r_{л5} = 0,206 \cdot 0,27 = 0,0556$$

Параметры линии 5 для расчета активного сопротивления:

$$r_o = 0,206; S_{\text{каб}} = 150 \text{ мм}^2; l_5 = 0,27 \text{ км}$$

$$x_{л5} = x_o \cdot l_5 \quad (6.15)$$

$$x_{л5} = 0,076 \cdot 0,27 = 0,0205$$

Параметры линии 5 для расчета индуктивного сопротивления:

$$x_0 = 0,076; S_{\text{каб}} = 150 \text{ мм}^2; l_5 = 0,27 \text{ км}$$

5) Определение полного внутреннего сопротивления трансформатора с номинальной мощностью  $S_{\text{ном}} = 400 \text{ кВА}$

$$Z_{mp} = \frac{U_{\text{кmax}} \% \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном тр}}} \quad (6.16)$$

$$Z_{mp} = 4,05 \text{ Ом}$$

## 6.2 Определение значений токов КЗ

1)  $I_{\text{кз}(1)}$  на стороне 6 кВ комплектной трансформаторной подстанции №1

$$\sum Z = Z_p + Z_{л1} + Z_{л2} \quad (6.17)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 = 0,708 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (6.18)$$

$$I_{\text{кз}(1)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,708} = \frac{6300}{1,224} = 5147 \text{ А}$$

$$I_{\text{кз}(1)} = 5147 \text{ А}$$

$I_{\text{кз}(2)}$  на стороне НН комплектной трансформаторной подстанции №1

$$\sum Z = Z_p + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{mp-p} \quad (6.19)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 4,05 = 4,758 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (6.20)$$

$$I_{K3(2)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4,758} = \frac{6300}{8,23} = 765 \text{ A}$$

$$I_{K3(2)} = 765 \text{ A}$$

$I_{K3(3)}$  на стороне 6 кВ комплектной трансформаторной подстанции №2

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4}. \quad (6.21)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 0,051 + 0,05 = 0,805 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (6.22)$$

$$I_{K3(3)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,805} = \frac{6300}{1,4} = 4500 \text{ A}$$

$$I_{K3(3)} = 4500 \text{ A}$$

$I_{K3(4)}$  на стороне НН комплектной трансформаторной подстанции №2

(номинальная мощность трансформаторов на ТП  $S = 630 \text{ кВА}$ )

$$\sum Z = Z_P + Z_{обл} + Z_{mp-p} \quad (6.23)$$

$$\sum Z = 0,805 + 3,14 = 3,945 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(4)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (6.24)$$

$$I_{K3(4)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 3,945} = \frac{6300}{6,824} = 923 \text{ A}$$

$$I_{K3(4)} = 923 \text{ A}$$

$I_{K3(5)}$  на стороне 6 кВ комплектной трансформаторной подстанции №3

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} + Z_{л5} \quad (6.25)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 0,051 + 0,05 + 0,059 = 0,864 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(5)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (6.26)$$

$$I_{K3(5)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,864} = \frac{6300}{1,49} = 4228 \text{ А} \approx 4200 \text{ А}$$

$$I_{K3(5)} = 4200 \text{ А}$$

$I_{K3(6)}$  на стороне НН комплектной трансформаторной подстанции №3  
(номинальная мощность трансформаторов на ТП  $S_{ном} = 400 \text{ кВА}$ )

$$\sum Z = Z_p + Z_{обл} + Z_{mp-p} \quad (6.27)$$

$$\sum Z = 0,864 + 4,05 = 4,914 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(6)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (6.28)$$

$$I_{K3(6)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4,914} = \frac{6300}{19,9} = 316 \text{ А}$$

$$I_{K3(6)} = 316 \text{ А}$$

### 6.3 Расчет параметров максимальной токовой отсечки

$$\sum S_{ном} = (2 \times 400) + (400 + 630) + (2 \times 400) = 2630 \text{ кВА}$$

$$I_{ном} = \frac{\sum S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (6.29)$$

$$I_{ном} = \frac{2630}{10,2} = 257 \text{ А}$$

Отстройка максимальной токовой отсечки от величины броска тока намагничивания

$$I_{co} = (3 : 4) \cdot I_{ном} = (3 : 4) \cdot 257 \geq 770A \div 1000A$$

Определяем ток срабатывания отсечки  $I_{co}$  в зависимости от значения  $I_{кз}$  в конце линии

$$I_{co} = 1,5 \times I_{кз} \quad (6.30)$$

$$I_{co} = 1,5 \cdot 923A = 1384A \approx 1400A$$

#### 6.4 Расчет параметров максимальной токовой защиты

1) Определяем ток срабатывания защиты с учетом подключения дополнительной нагрузки [16, 17]

$$I_{раб} = 215A$$

$$I_{раб 1.} = 215 + 15 = 230A$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot I_{раб 1.} \quad (6.31)$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 230 = 450A$$

2) С учетом длительно допустимого тока в кабельной линии

$$I_{доп} = 440A$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 440A = 858A$$

На основании выполненных расчетов уставки выбираются из диапазона:

Для максимальной токовой отсечки  $I_{co} \geq 1000A \div 1400A \quad t = 0,0 c.$

Для максимальной токовой защиты  $I_{сз} \geq 450A \div 860A \quad t = 0,6 c.$

Вывод: произведен расчет уставок защиты отходящих линий.

## 7 Определение параметров системы заземления подстанции

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, предназначение которого заключается в том, чтобы создать путь току в землю с возможно малым сопротивлением и устранить опасные перенапряжения, т.е. обеспечить безопасность для людей.

В электроустановках заземляются: корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, металлические конструкции распределительных устройств, каркасы и опоры РУ, металлические оболочки и броня кабелей.

Проектирование заземляющих устройств выполняется в соответствии с нормированием по допустимому напряжению прикосновения либо по допустимому сопротивлению растекания.

Определим сопротивление одиночного вертикального заземлителя:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l} \cdot \left[ \lg \left( \frac{2 \cdot l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left( \frac{4 \cdot t' + 1}{4 \cdot t' - 1} \right) \right] \quad (7.1)$$

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[ \lg \left( \frac{10}{0,95 \cdot 0,05} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left( \frac{17,8}{7,8} \right) \right] = 22,89 \text{ Ом.}$$

Найдем необходимое число заземлителей в контуре:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c}, \quad (7.2)$$

$$N_c = \frac{22,89}{0,5 \cdot 0,78} = 58,6 \approx 59 \text{ шт.}$$

«Определим сопротивление горизонтальной соединительной полосы»  
[18-20]:

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.г}}}{L} \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t} \right), \quad (7.3)$$

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot 1450}{200} \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot 200^2}{0,04 \cdot 0,5} \right) = 5,44 \text{ Ом}$$

Определим значение сопротивления горизонтальной полосы в контуре:

$$R_{ПК} = \frac{R_{II}}{n_{II}}, \quad (7.4)$$

$$R_{ПК} = \frac{5,44}{0,27} = 20,15 \text{ Ом.}$$

Максимально допустимое суммарное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R = \frac{R_{ПК} \cdot R_3}{R_{ПК} + R_3}, \quad (7.5)$$

$$R = \frac{20,15 \cdot 0,5}{20,15 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Окончательное число вертикальных заземлителей, устанавливаемых в контуре заземления на ГПП.

$$N_c' = \frac{R_c}{R \cdot n_c}, \quad (7.6)$$

$$N_c' = \frac{22,89}{0,49 \cdot 0,78} \approx 60 \text{ шт.}$$

Вывод: всего принято к установке 60 вертикальных заземлителей.



## 8 Определение параметров системы молниезащиты подстанции

Молниеотводы защищают сооружение от прямых ударов молнии. Для защиты установок применяют стержневые и тросовые молниеотводы. Молниеотводы могут устанавливаться на порталах или непосредственно на защищаемом здании или сооружении.

«Если зоны защиты стержневых молниеотводов не закрывают всю территорию ОРУ, следует дополнительно использовать тросовые молниеотводы, расположенные над ошиновкой» [20].

Принимаем высоту одиночного стержневого молниеотвода - 30 м.

Тогда активная высота молниеотвода составит:

$$h_a = h - h_x \quad (8.1)$$
$$h_a = 30 - 12 = 18 \text{ м},$$

при высоте самого высокого из защищаемых объектов на подстанции - 12 м.

Зона защиты одного молниеотвода составит:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (8.2)$$
$$r_x = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + \frac{12}{30}} = 20,57 \text{ м}.$$

Вывод: для защиты всей территории подстанции от поражений ударами молний размещаем на ГПП 4 одиночных стержневых молниеотвода, которые располагаем по углам прямоугольника.

## 9 Определение нагрузок собственных нужд ГПП

На всех ПС устанавливаются не менее двух трансформаторов собственных нужд. К трансформаторам собственных нужд подстанции могут подключаться только потребители подстанции. В схемах собственных нужд ПС предусматривается присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др.). На стороне низшего напряжения 380/220 В трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с автоматическим вводом резерва (АВР). Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности.

Нагрузки систем собственных нужд ГПП сводим в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 - Нагрузка собственных нужд

№	Потребители системы СН	Нагрузка $P_{\Sigma}$ , кВт
1	Охлаждение СТ	31,5
2	Нагрузки устройств РУ 6кВ	9
3	Подогрев приводов разъединителей	4,8
4	Нагрузка системы отопления и освещения	30
5	Система наружного освещения ОРУ 110 кВ	10
6	Маслохозяйство	150
	Итого по подстанции:	235,3
	С учетом $K_3 = 0,7$ :	336,1

Вывод: для установки в системе СН ГПП принимаем три трансформатора номинальной мощностью по 160 кВА.

## Заключение

Цель выпускной квалификационной работы заключалась в обеспечении надежного электроснабжения потребителей хмпредприятия, получающих питание от ГПП.

Были определены дополнительные нагрузки, возникающие в ходе расширения производства.

В результате расчетов было установлено, что вариант с установкой на ГПП трех силовых трансформаторов ТРДН-25000/110/6/6 обладает намного меньшими приведенными затратами чем вариант с трансформаторами ТРДН-40000/110/6/6.

Определены расчетные значения токов КЗ на сторонах 110 и 6 кВ.

Для снижения загрузки силовых трансформаторов в послеаварийном режиме установлено устройство автоматического ввода резерва на выключателе, расположенном в перемычке 110 кВ.

Выработавшие свой ресурс разъединители заменены на новые, а разрядники на ограничители перенапряжений. Устаревшие баковые масляные выключатели на номинальное напряжение 110 кВ заменены на новые элегазовые выключатели.

Для снижения аварийности и повышения бесперебойности электроснабжения потребителей, получающих питание от ГПП предприятия, заменены устаревшие ячейки 6 кВ на новые КРУ-СЭЩ-70 с улучшенными характеристиками.

Произведен расчет уставок максимальной токовой защиты и отсечки защиты отходящих линий, выполненной с применением микропроцессорных устройств защиты типа Сириус-2Л.

Определены параметры системы заземления и молниезащиты подстанции. Для защиты всей территории подстанции от поражений ударами молний размещаем на ГПП 4 одиночных стержневых молниеотвода, которые располагаем по углам прямоугольника.

## Список используемых источников

1. Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики [Электронный ресурс] : учебное пособие. Томск: Томский политехнический университет, 2014. 447 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/34715.html> (дата обращения: 30.04.2019).
2. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.
3. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. Cengage Learning, 2014. 400 p.
4. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 173 с.
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
6. Мельников М.А. Внутривзаводское электроснабжение: учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 180 с.
7. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.
8. Zhu J., Chen P., Qiu M., Liu C., Liu J., Zhang H., Zhang H., Ding K. Experimental investigation of a high temperature superconducting pancake consisted of the REBCO composite cable for superconducting magnetic energy storage system // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2019. № 29 (5), pp. 59-63.
9. Абрамова Е. Я. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие. Оренбургский гос. ун-т. Оренбург: ОГУ, 2012. 106 с.

10. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
11. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 3-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 136 с.
12. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.
13. Czapp S., Borowski K. Verification of safety in low-voltage power systems without nuisance tripping of residual current devices // Electric Power Systems Research. 2019. № 172, pp. 260-268.
14. Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.
15. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.120.70.99-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
16. Banerjee G. K. Electrical and electronics engineering materials. PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 360 p.
17. Защита и управление в системах автоматизации подстанции [Электронный ресурс] : официальный интернет сайт. URL: <https://new.abb.com/substation-automation/ru> (дата обращения: 01.05.2019).
18. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.

19. Orfanos N., Mitzelos D., Sagani A., Dedoussis V. Life-cycle environmental performance assessment of electricity generation and transmission systems // Renewable Energy. 2019. № 139, pp. 1447-1462.
20. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.