

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 Реконструкция электроснабжения кирпичного завода

Обучающийся

И. А. Макаров

(И. О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент М. Н. Третьякова

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

Тольятти 2023

## Аннотация

Объектом разработки является завод кирпичный завод.

Целью выпускной работы является повышение надежности электроснабжения, повышение эксплуатационной гибкости, улучшение условий труда эксплуатирующего персонала, увеличение пропускной способности электрической сети кирпичного завода путем проведения реконструкции системы электроснабжения.

В процессе работы выполнены следующие разработки:

- определение нагрузки завода;
- выбор силовых трансформаторов;
- расчет аварийных токов КЗ
- выбор проводников бкВ;
- выбор силового электрооборудования ГПП;
- расчет заземляющего устройства и системы молниезащиты;
- релейная защита трансформатора.

Разработанная схема электроснабжения имеет высокую надежность, экономичность. Она является безопасной и удобной в эксплуатации, обеспечивает надлежащее качество и уровень напряжения.

Расчеты производились на основе актуальных технических норм, стандартов и методик. Выбранное электрооборудование является актуальным, соответствующее каталогам производителей. Это делает данную работу грамотной и современной.

Выпускная квалификационная работа состоит из 46 страниц, в состав которой входит 18 таблиц, 5 рисунков.

## Содержание

Введение.....	4
1 Расчет электрических нагрузок завода. Выбор питающих трансформаторов .....	5
2 Расчет токов короткого замыкания .....	16
3 Выбор сечения кабельных линий внутризаводской сети электроснабжения .....	21
4 Выбор силового оборудования ГПП.....	26
5 Расчет системы заземления и молниезащиты ГПП.....	32
6 Релейная защита трансформатора .....	40
Заключение .....	44
Список используемых источников.....	45

## Введение

Целью выпускной работы является повышение надежности электроснабжения, повышение эксплуатационной гибкости, улучшение условий труда эксплуатирующего персонала, увеличение пропускной способности электрической сети кирпичного завода. Достигаются данные цели будут путем реконструкции системы электроснабжения предприятия.

Большинства силового коммутационного электрооборудования снято с производства, отсутствуют запасные детали для текущего ремонта и обслуживания выключателей, разъединителей и т.п. Оборудование полностью амортизировано, морально и физически изношено и устарело.

Установка нового, современного оборудования в ходе реконструкции приведет к уменьшению трудовых и материальных затрат на техническую эксплуатацию оборудования. Позволит быстро и безопасно производить оперативные переключения, что значительно сократит простой технологического процесса во время аварий и инцидентов.

Использование устаревшего оборудования приводит к частым внеплановым и аварийным отключениям из-за технических неполадок или самопроизвольного отказа данного оборудования.

Установка нового, современного оборудования позволяет уменьшить материальные и трудовые расходы на техническое обслуживание и ремонт данного оборудования, позволяет поддерживать его в эксплуатационной готовности.

Большинства цехов завода имеет I и II категории электроснабжения. Завода получает питание от энергосистемы напряжением 35кВ. Мощность трехфазного короткого замыкания на вводе питающего трансформатора составляет  $S_{кз}=500$  МВА. Предприятие работает в 2 смены с временем использования максимальной нагрузки  $T_{max}=4500$  ч.

## 1 Расчет электрических нагрузок завода. Выбор питающих трансформаторов

Перед тем как начать расчет нагрузок сформируем группы цехов для выбора питающих трансформаторов, т.е. объединим цеха в соответствии их месторасположения и технологического процесса для питания их от трансформаторной подстанции. Здания с малой нагрузкой, для которых установка собственных трансформаторов нецелесообразна, будут получать питание от ТП других цехов. Характеристики производственных зданий завода представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики цехов и зданий

Цех	Категория надежности	$tg\varphi$	$Ku$	$P_{н.мах}$ , кВт	Установленная мощность $P_{н}$ , кВт	Расчетная осветительная нагрузка $P_{ро}/Q_{ро}$ , кВт/квар
Цех пылеулавливания, газоочистки	II	1	0,45	80	740	12/7
Шамотный цех	I	0,93	0,43	90	900	15/9
Цех помола шамота	I	1,14	0,55	200	1500	15/9
Цех туннельных смесей	I	1	0,46	50	460	24/11
Склад	III	0,94	0,45	50	280	12/5
Смесительно-формовочный цех	I	0,93	0,45	130	1200	13/8
Заводоуправление	III	0,8	0,4	-	250	8/5
Механический цех	II	1,1	0,4	50	650	14/8

По установленной мощности потребителей выделим следующие группы:

- группа 1: цех пылеулавливания и газоочистки, склад;
- группа 2: шамотный цех;
- группа 3: цех помола шамота;
- группа 4: цех туннельных смесей;

- группа 5: смесительно-формовочный цех;
- группа 6: заводоуправление, механический цех.

Определим расчетную нагрузку каждой ТП согласно рекомендациям РТМ 36.18.32.4.92 [15] и [11].

Расчетная силовая нагрузка на шинах ТП определяется по выражениям:

$$P_p = K_p \cdot \sum (K_{ui} \cdot P_{ni}), \quad (1)$$

$$Q_p = K_p \cdot \sum (P_{ni} \cdot K_{ui} \cdot \operatorname{tg} \phi_i), \quad (2)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3)$$

где  $K_p$  – коэффициент расчетной нагрузки;

$K_u$  – коэффициент использования индивидуальный или групповой;

$P_n$  – номинальная мощность приемника или группы приемников;

$\operatorname{tg} \phi$  – коэффициент реактивной мощности индивидуальный или групповой.

Коэффициент расчетной нагрузки  $K_p$  выбирается по [15, таблица 2].  $K_p$  зависит от группового коэффициента использования  $K_u$  и эффективного числа приемников  $n_\varepsilon$  в группе:

$$K_u = \frac{\sum P_{ni} \cdot K_{ui}}{\sum P_{ni}}, \quad (4)$$

$$n_\varepsilon = \frac{(\sum P_{ni})^2}{\sum n \cdot P_{ni}^2}. \quad (5)$$

«При большом числе электроприемников  $n_\varepsilon$  может определяться по упрощенному выражению:

$$n_\varepsilon = \frac{2 \cdot \sum P_{ni}}{P_{n \max}}, \quad (6)$$

где  $p_{n \max}$  – мощность наиболее мощного электроприемника в группе» [11].

При нахождении нагрузки к силовой мощности необходимо добавить расчетную осветительную нагрузку.

Определим нагрузку первой группы цехов.

$$n_s = \frac{2 \cdot (740 + 280)}{80} = 25.$$

$$K_u = \frac{740 \cdot 0,45 + 280 \cdot 0,45}{740 + 280} = 0,45.$$

Коэффициент расчетной нагрузки по [15, таблица 2] равен  $K_p = 0,85$ .

Расчетная силовая нагрузка:

$$P_p = 0,85 \cdot (740 \cdot 0,45 + 280 \cdot 0,45) = 390 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 0,85 \cdot (740 \cdot 0,45 \cdot 1 + 280 \cdot 0,45 \cdot 0,94) = 384 \text{ квар}.$$

Суммарная нагрузка с учетом осветительной:

$$P_{pn} = 390 + 12 + 12 = 414 \text{ кВт},$$

$$Q_{pn} = 384 + 7 + 5 = 396 \text{ квар},$$

$$S_{pn} = \sqrt{414^2 + 396^2} = 573 \text{ кВА}.$$

Нагрузки остальных групп рассчитываются аналогично. Результаты расчетов нагрузок представлены в таблице 2

Таблица 2 – Определение расчетных нагрузок цехов

Цех	$P_{н\max}$ , кВт	$P_n$ , кВт	$k_u$	$tg\varphi$	$K_u \cdot P_n$	$K_u \cdot P_n \cdot tg\varphi$	$n_{э}$	$K_p$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$S_p$ , кВА
Группа 1											
Цех пылеулавливания	80	740	0,45	1							
Склад	50	280	0,45	0,94	126	118,4			-	-	-
Итого силовая	-	1020	0,45	0,98	459	451,4	25	0,85	390	384	547
Осветительная	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Цех пылеулавливания	-	-	-	-	-	-	-	-	12	7	-
Склад	-	-	-	-	-	-	-	-	12	5	-
Итого осветит.	-	-	-	-	-	-	-	-	24	12	
Итого по группе	-	-	-	-	-	-	-	-	414	396	573
Группа 2											
Силовая	90	900	0,43	0,93	387	359,9	2	0,85	329	306	-
Осветительная	-	-	-	-	-	-	-	-	15	9	-
Итого по группе	-	-	-	-	-	-	-	-	344	315	466
Группа 3											
Силовая	200	1500	0,55	1,14	825	940,5	15	0,87	718	818	-
Осветительная	-	-	-	-	-	-	-	-	15	9	-
Итого по группе	-	-	-	-	-	-	-	-	733	827	1105
Группа 4											
Силовая	50	460	0,46	1	211,6	211,6	182	0,85	180	180	-
Осветительная	-	-	-	-	-	-	-	-	14	11	-
Итого по группе	-	-	-	-	-	-	-	-	194	191	272
Группа 5											
Силовая	130	1200	0,45	0,93	540	502,2	18	0,85	459	427	-
Осветительная	-	-	-	-	-	-	-	-	13	8	-
Итого по группе	-	-	-	-	-	-	-	-	472	435	642
Группа 6											
Силовая	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Заводоуправление	-	250	0,4	0,8	100	80	-	-	-	-	-
Механический цех	50	650	0,4	1,1	260	286	-	-	-	-	-
Итого силовая	-	900	0,4	1,02	360	366	36	0,75	270	275	385
Осветительная	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Заводоуправление	-	-	-	-	-	-	-	-	8	5	-
Механический цех	-	-	-	-	-	-	-	-	14	8	-
Итого осветит.	-	-	-	-	-	-	-	-	22	13	
Итого по группе	-	-	-	-	-	-	-	-	292	288	410

Далее необходимо подобрать питающие силовые трансформаторы для каждой из ТП.

К установке примем сухие трансформаторы. По сравнению с масляными



они имеют ряд преимуществ:

- не требуют дополнительных сооружений и затрат, таких как наличие маслохозяйства и др.;
- являются взрыво- и пожаробезопасными;
- имеют более низкие потери короткого замыкания;
- минимальные требования к обслуживанию.

Условие выбора мощности трансформатора:

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_p}{n \cdot \beta_T}, \quad (7)$$

где  $S_p$  – расчетная нагрузка;

$n$  – количество трансформаторов;

$\beta_T$  – коэффициент загрузки трансформаторов. Для двухтрансформаторной подстанции  $\beta_T = 0,6-0,7$ .

При установке двух и более трансформаторов условием выбора также является случай выхода из строя одного из трансформаторов, когда вся нагрузка ложится на оставшиеся в работе трансформаторы:

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_p}{k_{нав} \cdot (n-1)}, \quad (8)$$

где  $k_{нав}$  – коэффициент аварийной перегрузки.

Правила ПУЭ разрешают максимальный послеаварийной перегруз масляного трансформатора до 40% на время не более 6 часов в течении 5 суток, сухого – до 20%. Следовательно коэффициент аварийной перегрузки для масляного трансформатора составляет 1,4, для сухого – 1,2.

Так как во всех группах имеются цеха I и II категории электроснабжения, то на всех ТП примем к установке 2 трансформатора.

Определим номинальную мощность трансформаторов для первой

группы цехов:

$$S_{ном.тр} = \frac{547}{2 \cdot 0,6} = 455 \text{ кВА};$$

$$S_{ном.тр} \geq \frac{547}{1,2} = 455 \text{ кВА}.$$

К установке примем 2 трансформатора ТСЛ-630/6 мощностью 630кВА. Для остальных групп выбор производится аналогично. Результаты расчетов сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результирующий расчет нагрузок по ТП

Наименование	$S_p$ , кВт	$n$ , шт	$\beta_T$	$k_{нав}$	Трансформатор
группа 1, ТП-1	573	2	0,6	1,2	2×ТСЛ 630/6
группа 2, ТП-2	466	2	0,6	1,2	2×ТСЛ 400/6
группа 3, ТП-3	1105	2	0,6	1,2	2×ТСЛ 1000/6
группа 4, ТП-4	272	2	0,6	1,2	2×ТСЛ 250/6
группа 5, ТП-5	642	2	0,6	1,2	2×ТСЛ 630/6
группа 6, ТП-6	410	2	0,6	1,2	2×ТСЛ 400/6

В качестве трансформатора собственных нужд ГПП будет использован сухой трансформатор мощностью 160 кВА типа ТСЛ-160/6.

«Потери активной мощности в силовом трансформаторе вычисляются по формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_k \cdot \beta_T^2, \quad (9)$$

где  $\Delta P_x$  - потери холостого хода трансформатора;

$\Delta P_k$  - потери короткого замыкания трансформатора» [11].

«Потери реактивной мощности в силовом трансформаторе вычисляются по формуле:

$$\Delta Q_T = \frac{S_{HT}}{100} \cdot (I_x + U_k \cdot \beta_T^2), \quad (10)$$

где  $I_x$  - ток XX трансформатора, %;

$U_k$  - напряжение КЗ трансформатора, %» [11].

Определение потерь мощности в трансформаторах произведем в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет потерь мощности в трансформаторах

ТП			Трансформатор							Всего по ТП	
Обозначение	Трансформатор	$S_H$ , кВА	$\beta_T$	$P_x$ , кВт	$P_k$ , кВт	$I_x$ , %	$U_k$ , %	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , квар	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , квар
ТП-1	2×630	630	0,6	1,3	7,1	0,8	6	3,9	18,6	7,7	37,3
ТП-2	2×400	400	0,6	1,15	5,9	1	6	3,3	12,6	6,5	25,3
ТП-3	2×1000	1000	0,6	2	8,9	0,8	6	5,2	29,6	10,4	59,2
ТП-4	2×250	250	0,6	0,75	3,7	1	6	2,1	7,9	4,2	15,8
ТП-5	2×630	630	0,6	1,3	7,1	0,8	6	3,9	18,6	7,7	37,3
ТП-6	2×400	400	0,6	1,15	5,9	1	6	3,3	12,6	6,5	25,3
ТСН	2×160	160	0,6	0,42	2,1	1,5	6	1,2	5,9	2,4	11,7
Итого									45,4	211,9	

После определения потерь в трансформаторах необходимо произвести расчет суммарной нагрузки завода.

«Расчетная активная нагрузка предприятия (на шинах напряжением 6-10кВ РП, ГПП или ГПВ) определяется по формуле:

$$P_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m (K_{ui} \cdot P_{ni}) + P_{po} + \Delta P_T, \quad (11)$$

где  $K_o$  – коэффициент одновременности максимумов нагрузок;

$m$  – число присоединений на сборных шинах 6-10кВ РП, ГПП или ГПВ, включая высоковольтные электроприемники;

$K_{ui}$  – среднее значение коэффициента использования  $i$ -ого присоединения;

$P_n$  – суммарная номинальная мощность электроприемников  $i$ -ого присоединения;

$P_{po}$  – суммарная расчетная активная осветительная нагрузка  $i$ -ого присоединения;

$\Delta P_T$  – потери активной мощности трансформаторов  $i$ -ого присоединения.

Расчетная реактивная нагрузка предприятия на шинах напряжением 6-10кВ РП, ГПП или ГПВ определяется по выражению:

$$Q_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m (K_{ui} \cdot P_{ni} \cdot \operatorname{tg} \varphi) + Q_{po} + \Delta Q_T, \quad (12)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – среднее значение коэффициента реактивной мощности  $i$ -ого присоединения;

$Q_{po}$  – суммарная расчетная реактивная осветительная нагрузка  $i$ -ого присоединения;

$\Delta Q_T$  – потери реактивной мощности трансформаторов  $i$ -ого присоединения» [11].

«В зависимости от числа присоединений и группового коэффициента использования определяется значение коэффициента одновременности  $K_o$ » [15, таблица 3].

Групповой коэффициент использования:

$$K_u = \frac{740 \cdot 0,45 + 900 \cdot 0,43 + 1500 \cdot 0,55 + 460 \cdot 0,46 + 280 \cdot 0,45 + 1200 \cdot 0,45 + 250 \cdot 0,4 + 650 \cdot 0,4 + 160 \cdot 0,6}{740 + 900 + 1500 + 460 + 280 + 1200 + 250 + 650 + 160} = 0,47.$$

По рассчитанному значению  $K_u$  и количеству подключенных фидеров по

[15, таблица 3] принимаем  $K_o = 0,9$ .

Расчетная силовая нагрузка предприятия:

$$P_p = 0,9 \cdot (740 \cdot 0,45 + 900 \cdot 0,43 + 1500 \cdot 0,55 + 460 \cdot 0,46 + 280 \cdot 0,45 + 1200 \cdot 0,45 + 250 \cdot 0,4 + 650 \cdot 0,4 + 160 \cdot 0,6) = 2591 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 0,9 \cdot (740 \cdot 0,45 \cdot 1 + 900 \cdot 0,43 \cdot 0,93 + 1500 \cdot 0,55 \cdot 1,14 + 460 \cdot 0,46 \cdot 1 + 280 \cdot 0,45 \cdot 0,94 + 1200 \cdot 0,45 \cdot 0,93 + 250 \cdot 0,4 \cdot 0,8 + 650 \cdot 0,4 \cdot 1,1 + 160 \cdot 0,6 \cdot 0,5) = 2592 \text{ квар}.$$

Суммарная расчетная нагрузка с учетом осветительной и потерь в трансформаторах:

$$P_p = 2591 + 113 + 45,4 = 2749 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 2592 + 62 + 211,9 = 2866 \text{ квар}.$$

Расчет нагрузок завода на шинах РУ-6кВ оформлен в таблице 6.

Таблица 6 – Определение расчетных нагрузок предприятия

Наименование ЭП	$P_n$ , кВт	$k_u$	$tg\varphi$	$K_u \cdot P_n$	$K_u \cdot P_n \cdot tg\varphi$	$K_o$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
<b>Силовая</b>									
Цех пылеулавливания	740	0,45	1	333	333,0	-	-	-	-
Шамотный цех	900	0,43	0,93	387	359,9	-	-	-	-
Цех помола шамота	1500	0,55	1,14	825	940,5	-	-	-	-
Цех туннельных смесей	460	0,46	1	211,6	211,6	-	-	-	-
Склад	280	0,45	0,94	126	118,4	-	-	-	-
Смесительно-формовочный цех	1200	0,45	0,93	540	502,2	-	-	-	-
Заводоуправление	250	0,4	0,8	100	80,0	-	-	-	-
Механический цех	650	0,4	1,1	260	286,0	-	-	-	-
Итого силовая	5980	0,47	1,02	2782,6	2831,7	0,9	2504	2548	-
<b>Осветительная</b>									
Цех пылеулавливания,	-	-	-	-	-	-	12	7	-

Продолжение таблицы 6

Наименование ЭП	$P_n$ , кВт	$k_u$	$tg\varphi$	$K_u \cdot P_n$	$K_u \cdot P_n \cdot tg\varphi$	$K_o$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
Шамотный цех	-	-	-	-	-	-	15	9	-
Цех помола шамота	-	-	-	-	-	-	15	9	-
Цех туннельных смесей	-	-	-	-	-	-	24	11	-
Склад	-	-	-	-	-	-	12	5,0	-
Смесительно-формовочный цех	-	-	-	-	-	-	13	8,0	-
Заводоуправление	-	-	-	-	-	-	8	5,0	-
Механический цех	-	-	-	-	-	-	14	8,0	-
Итого осветит.	-	-	-	-	-	-			
Потери в тр-рах									
ТП-1	-	-	-	-	-	-	7,7	37,3	-
ТП-2	-	-	-	-	-	-	6,5	25,3	-
ТП-3	-	-	-	-	-	-	10,4	59,2	-
ТП-4	-	-	-	-	-	-	4,2	15,8	-
ТП-5	-	-	-	-	-	-	7,7	37,3	-
ТП-6	-	-	-	-	-	-	6,5	25,3	-
ТСН	-	-	-	-	-	-	2,4	11,7	-
Итого потери	-	-	-	-	-	-	45,4	211,9	-
Итого по РУ	-	-	-	-	-	-	2749	2866	3971

Так как большинство цехов завода относится к I и II категориям электроснабжения, то для электроснабжения предприятия принимается 2 трансформатора, чтобы обеспечить технологическому процессу необходимую бесперебойность питания. Определим номинальную мощность питающих трансформаторов:

$$S_{\text{ном.тр}} = \frac{3971}{2 \cdot 0,6} = 3309 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{3971}{1,4} = 2936 \text{ кВА}.$$

По расчетным данным принимаем к установке 2 трансформатора типа ТМН-4000/35. Технические характеристики данного трансформатора представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики ТМН-4000/35

Тип	$S_H$ , кВА	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ	$P_x$ , кВт	$P_k$ , кВт	$I_x$ , %	$U_k$ , %
ТМН-4000/35	4000	35	6,3	6,7	33,5	1	7,5

Вывод по разделу.

В данном разделе был произведен расчет электрических нагрузок цехов. На основании данных расчетов производился выбор цеховых трансформаторов. К установке в цеховые ТП были приняты сухие трансформаторы типа ТСЛ. Достоинствами сухих трансформаторов являются пожарная безопасность, отсутствие дополнительных затрат на монтаж, отсутствие выбросов CO<sub>2</sub>, простота обслуживания. По рассчитанным значениям электрических нагрузок определяют значения токов в линиях, что в последующем позволяет произвести выбор распределительного и защитного оборудования. Затем были определены потери в цеховых трансформаторах, после чего производился расчет суммарных электрических нагрузок завода. По их результатам были выбраны питающие силовые трансформаторы типа ТМН-4000/35.

## 2 Расчет токов короткого замыкания

Токи короткого замыкания в установках выше 1000В рассчитываются согласно рекомендациям ГОСТ 27514-87 [3] и РД 153-34.0-20.527-98 [13].

«Для выбора и проверки электрооборудования допускается упрощенные методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5-10%. При этом определяют:

- начальное значение периодической составляющей тока КЗ;
- ударный ток КЗ» [3, п. 1.1.3].

Так как в расчетные точки КЗ находятся на разных уровнях напряжения, то расчет токов короткого замыкания будем проводить в относительных единицах.

«При приближенных расчетах начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ допускается определять по методу эквивалентного генератора, приняв ЭДС всех источников электроэнергии равной нулю и используя формулу:

$$I_{n0} = \frac{c}{X_{\text{экв}}(\bar{\sigma})} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (13)$$

где  $c$  – коэффициент, значение которого рекомендуется принимать равным  $c=1,1$  – при определении максимального значения тока КЗ,  $c=1,0$  – при определении минимального значения тока КЗ;

$X_{\text{экв}}(\bar{\sigma})$  – результирующее эквивалентное сопротивление расчетной схемы относительно точки КЗ, в относительных единицах, при выбранных базисных условиях;

$I_{\bar{\sigma}}$  - базисный ток той ступени напряжения сети, где находится точка КЗ, кА» [3, п. 2.6]

«Базисный ток рассчитывается по следующему выражению:



$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (14)$$

где  $S_B$  - базисная мощность, МВА;

$U_B$  - базисное напряжение, кВ» [1].

«В простых радиальных электрических схемах ударный ток трехфазного КЗ в килоамперах следует определять по формуле:

$$I_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\sigma}, \quad (15)$$

где  $K_{y\sigma}$  - ударный коэффициент» [3, п. 4.1].

Ударный коэффициент принимается по [1, таблица 2.3].

Для оценки термической стойкости элементов электрической сети используется понятие импульс квадратичного тока, который рассчитывается как:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{отк} + T_a), \quad (16)$$

где  $t_{окл}$  - время действия защиты;

$T_a$  - постоянная времени [1, таблица 2.3].

Для каждого участка схемы питания примем следующие времена действия защит:

- линий 35кВ - 0,8с;
- ввод РУ-6кВ - 0,4с;
- отходящие линии РУ-6кВ - 0,2с.

Расчетная схема участка сети представлена на рисунке 1.

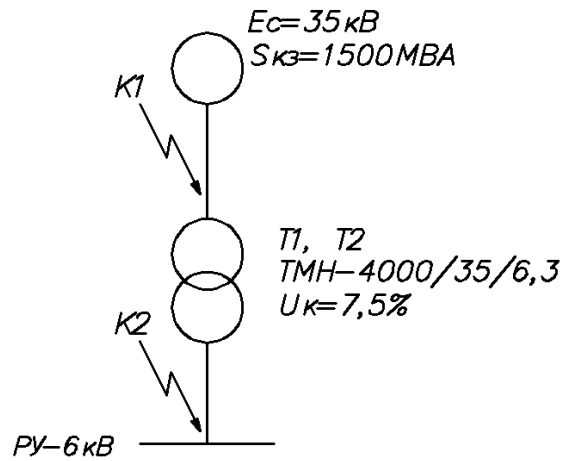


Рисунок 1 – Расчетная схема участка сети

Базисную мощность примем равной  $S_{\sigma}=100$  МВА, базисное напряжение первой ступени примем равной  $U_{\sigma 1}=35$ кВ, базисное напряжение второй ступени -  $U_{\sigma 2}=6,3$ кВ.

Базисные токи для каждой ступени:

$$I_{\sigma 1} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 1650 \text{ А};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 9164 \text{ А}.$$

«Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$X_T^* = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном.тр}}}, \quad (17)$$

где  $U_{к\%}$  - напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{\text{ном.тр}}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА» [1].

«Сопротивления системы в относительных единицах:

$$X_c^* = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз.с}}, \quad (18)$$

где  $S_{кз.с}$  - мощность короткого замыкания системы, МВА» [1].

Произведем расчет сопротивлений элементов схемы замещения (рисунок 2):

$$X_T^* = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 1,875;$$

$$X_c^* = \frac{100}{1500} = 0,067.$$

$$X_c^* = \frac{100}{1500} = 0,067.$$

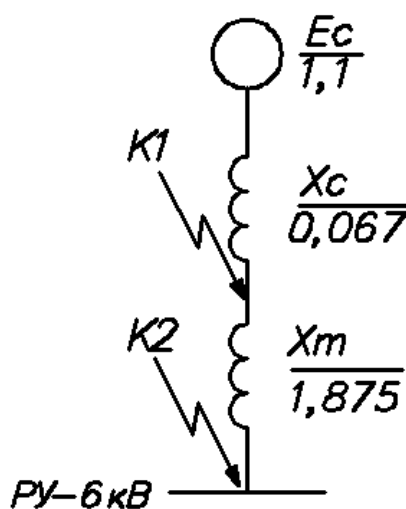


Рисунок 2 – Схема замещения участка сети

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ, ударный ток КЗ и импульс квадратичного тока для точки  $K1$ :

$$I_{n0(K1)} = \frac{1,1}{0,067} \cdot 1,65 = 27 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial(K1)} = \sqrt{2} \cdot 27 \cdot 1,8 = 68,5 \text{ кА};$$

$$B_{к(K1)} = 27^2 \cdot (0,8 + 0,04) = 612 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ, ударный ток КЗ и импульс квадратичного тока для точки *K1*:

$$I_{n0(K2)} = \frac{1,1}{0,067 + 1,875} \cdot 9,164 = 5,2 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial(K2)} = \sqrt{2} \cdot 5,2 \cdot 1,8 = 13,2 \text{ кА};$$

$$B_{к(K2)} = 5,2^2 \cdot (0,4 + 0,04) = 11,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вывод по разделу.

В текущем разделе производилось определение токов короткого замыкания в питающей сети завода. Знание значений токов КЗ в системе необходимы для выбора высоковольтного силового оборудования, такого как выключатели, распределительные устройства, трансформаторы тока, заземляющие ножи и т.п.

### 3 Выбор сечения кабельных линий внутриводской сети электроснабжения

Перед выбором кабелей необходимо сформировать схему распределительной сети завода. Цеха и здания, относящиеся к I и II категориям электроснабжения, будут иметь питания от двух независимых источников (от двух разных секций РУ-6кВ). Цеха и здания III категории будут иметь один источник питания. [12], [17].

На рисунке 3 план распределительной сети предприятия.

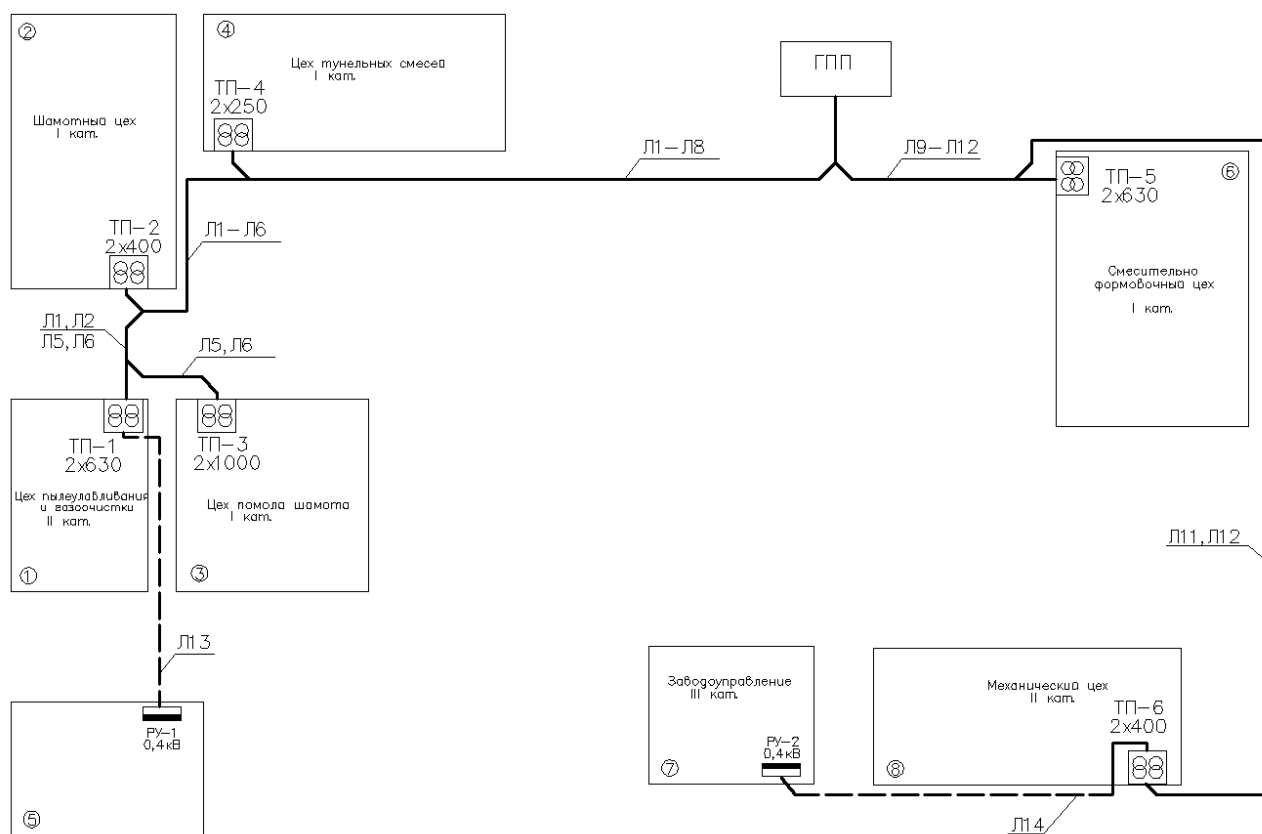


Рисунок 3 – Предварительный план распределительной сети

Распределительная сети напряжением 6кВ организована с питанием по двойной радиальной схеме. Потребитель 5 и 7 питаются на напряжении 0,4кВ от трансформаторов ТП1 и ТП6 соответственно. Для данных потребителей предусмотрены низковольтные распределительные устройства РУ-1 и РУ-2.

В общем случае расчетный ток трехфазной нагрузки [12]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (19)$$

Для линий сухих трансформаторов расчётный ток и ток в послеаварийном режиме:

$$I_{p(III)} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (20)$$

$$I_{pa(III)} = 1,2 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (21)$$

Определение расчетных токов в нормальном и послеаварийном режимах для отходящих линий произведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетные токи линий 6-0,4кВ

Линия	$U_n$ , кВ	$S_n$ , кВА	$I_p$ , А	$I_{pa}$ , А
Л1, Л2	6	630	61	73
Л3, Л4	6	400	39	46
Л5, Л6	6	1000	96	116
Л7, Л8	6	250	24	29
Л9, Л10	6	630	61	73
Л11, Л12	6	400	39	46
Л13	0,4	173	250	-
Л14	0,4	128	185	-

Выбора сечения кабельных линий 10кВ производится по экономической плотности тока согласно ПУЭ [9, п.1.3.25-1.3.32]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_s}, \quad (22)$$

где  $I_p$  – расчетный ток проводника в нормальном режиме, А;

$j_э$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Экономическая плотность тока выбирается по [9, таблица 1.3.36].

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается.

Выбранные по  $j_{эк}$  кабели проверяются:

- по допустимому току;
- на термическую стойкость.

«Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т.п.» [9, п.1.3.2].

Проверка кабелей по допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_p, \quad (23)$$

где  $I_{доп}$  – длительно допустимый ток проводника, А;

$I_{pa}$  – ток в послеаварийном режиме, А.

Сечение кабеля по термической устойчивости:

$$F \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (24)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, А<sup>2</sup>с;

$C_T$  – коэффициент проводника, А·с<sup>0,5</sup>/мм<sup>2</sup>.

Для примера выберем кабель для линии Л1.

Сечение по экономической плотности тока:

$$F_{\Sigma} = \frac{61}{1,4} = 44 \text{ мм}^2.$$

Примем ближайшее большее сечение кабеля АПвП (3×50) с  $I_{доп} = 156 \text{ А}$ .  
Сравнение допустимого тока кабеля с расчетным током нагрева:

$$156 \text{ А} \geq 73 \text{ А}.$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 5,2^2 \cdot 0,2 = 5,4 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по термической стойкости:

$$F = \frac{\sqrt{5,4 \cdot 10^6}}{90} = 26 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к прокладке кабель АПвП (3×50). Выбор остальных проводников произведен в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор кабельных линий 6кВ

Линия	Расчетные токи		Расчетные сечения		Выбранный кабель		
	$I_p$ , А	$I_{ра}$ , А	$F_{\Sigma}$ , мм <sup>2</sup>	$F_T$ , мм <sup>2</sup>	Марка	Число и сечение жил	$I_{доп}$ , А
Л1, Л2 (ТП-1)	61	73	44	26	АПвП	3×50	159
Л3, Л4 (ТП-2)	39	46	28	26	АПвП	3×35	136
Л5, Л6 (ТП-3)	96	116	68	26	АПвП	3×70	196
Л7, Л8 (ТП-4)	24	29	17	26	АПвП	3×35	136
Л9, Л10 (ТП-5)	61	73	44	26	АПвП	3×50	159
Л11, Л12 (ТП-6)	39	46	28	26	АПвП	3×35	136

Выбор сечение кабелей 0,4кВ производится по допустимому нагреву



максимальным расчетным током.

«Проверке по экономической плотности тока не подлежат сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1кВ при числе часов использования максимума нагрузки предприятий до 5000» [9, п.1.3.28].

Питание нагрузки 0,4кВ III категории электроснабжения осуществляется одной кабельной линией. Произведем выбор сечение кабелей для питания нагрузки 0,4кВ отдельных потребителей с РУ 0,4кВ:

- Склад: РУ-1,  $I_p = 173$  А;
- Заводоуправление: РУ-2,  $I_p = 128$  А;
- Проводники: АВВГ, прокладка на эстакаде.

Для РУ-1 принимаем кабель АВВГ (4×120) с  $I_{дон} = 200$  А.

Для РУ-2 принимаем кабель АВВГ (4×70) с  $I_{дон} = 140$  А.

Вывод по разделу.

Данном разделе производился выбор сечения кабельных линий для распределительной сети завода. Выбор осуществлялся по экономической плотности тока, после чего выбранные сечения кабелей проверялись по току нагрева и на термическую стойкость токам короткого замыкания. К прокладке были приняты кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП. Достоинствами данного типа кабелей являются отсутствие масла и тяжелой свинцовой оболочки, большая пропускная способность, высокая морозоустойчивость, низкие диэлектрические потери, высокая теплоустойчивость.

## 4 Выбор силового оборудования ГПП

В общем случае оборудование выбирается по каталогам, исходя из номинальных условий работы, сравнивая паспортные данные аппаратов с соответствующими расчетными значениями сети.

Высоковольтное коммутационное в зависимости от типа проверяется по следующим расчетным условиям согласно [10] и [18]:

- по номинальному напряжению:

$$U_n \geq U_p. \quad (25)$$

- по номинальному току:

$$I_n \geq I_p. \quad (26)$$

- по электродинамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (27)$$

- по термической стойкости:

$$I_{тер.н.}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k. \quad (28)$$

- по отключающей способности:

$$I_{отк} \geq I_n. \quad (29)$$

Измерительные аппараты такие трансформаторы тока и напряжения проверяется по следующим условиям согласно [10] и [18]:

- по номинальному напряжению:

$$U_n \geq U_p. \quad (30)$$

- по номинальному току первичной цепи:

$$I_{1n} \geq I_p. \quad (31)$$

- по электродинамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (32)$$

- по термической стойкости:

$$I_{тер.н.}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k. \quad (33)$$

- по нагрузке во вторичной цепи:

$$S_{2н} \geq S_p. \quad (34)$$

Допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5%.

Сперва определим расчетный ток питающих линий. При выборе силового оборудования расчетным значением является номинальный ток питающего трансформатора, который определяет максимальное значение

тока, которое может протекать по данным цепям. Расчетное значение тока на стороне 35 и 6кВ соответственно:

$$I_{p(35)} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66 \text{ А,}$$

$$I_{pa(6)} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 385 \text{ А.}$$

Произведем выбор оборудования для ОРУ-35кВ. Примем к установке силовое оборудование фирмы Siemens, которое будет комплектоваться элегазовыми выключателями, разъединителями с заземляющим ножом с двигательным приводом и измерительными трансформаторами. Выбор выключателя оформлен в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателей 35кВ

Условие выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные: 3AP01-40.5
$U_n \geq U_p, \text{ кВ}$	35	40,5
$I_n \geq I_p, \text{ А}$	66	1000
$I_{откл} \geq I_n, \text{ кА}$	27	31,5
$i_{дин} \geq i_{уд}, \text{ кА}$	68,5	80
$I_{тер.н.}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k, \text{ кА}^2\text{с}$	612	3000

Сравнительный выбор разъединителей оформлен в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка разъединителей 35кВ

Условие выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные: DBF-40.5
$U_n \geq U_p, \text{ кВ}$	35	40,5
$I_n \geq I_p, \text{ А}$	66	1000
$i_{дин} \geq i_{уд}, \text{ кА}$	68,5	80
$I_{тер.н.}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k, \text{ кА}^2\text{с}$	612	3000

Сравнительный выбор трансформаторов тока оформлен в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка трансформаторов тока 35кВ

Условие выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные: SAS-52
$U_n \geq U_p, \text{кВ}$	35	52
$I_n \geq I_p, \text{А}$	66	100
$S_{2n} \geq S_p, \text{ВА}$	15	30
$i_{дин} \geq i_{уд}, \text{кА}$	68,5	80
$I_{тер.н.}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k, \text{кА}^2\text{с}$	612	1500

Сравнительный выбор трансформаторов напряжения оформлен в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35кВ

Условие выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные: SVS-40,5
$U_n = U_p, \text{кВ}$	35	35
$S_{2n} \geq S_p, \text{ВА}$	10	30

В качестве устройства защиты от перенапряжений примем ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) ЗЕК4.

РУ-6кВ будет выполнено в виде комплектного распределительного устройства фирмы Siemens [19]. Выбор распределительного устройства оформлен в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка КРУ 6кВ

Условие выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные: NXAIR
$U_n \geq U_p, \text{кВ}$	6	12
$I_n \geq I_p, \text{А}$	385	1000
$i_{дин} \geq i_{уд}, \text{кА}$	13,2	63
$I_{тер.н.}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k, \text{кА}^2\text{с}$	11,9	5000

Выбор выключателя 6кВ оформлен в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор и проверка выключателей 6кВ

Условие выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные: 3AE51
$U_n \geq U_p, \text{кВ}$	6	12
$I_n \geq I_p, \text{А}$	385	800
$I_{откл} \geq I_n, \text{кА}$	5,2	25
$i_{дин} \geq i_{уд}, \text{кА}$	13,2	63
$I_{тер.н.}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k, \text{кА}^2\text{с}$	11,9	1800

Сравнительный выбор заземляющих ножей ячеек КРУ оформлен в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка ЗН 6кВ

Условие выбора и проверки	Расчетные данные	Паспортные данные: ЕК-6
$U_n \geq U_p, \text{кВ}$	6	12
$i_{дин} \geq i_{уд}, \text{кА}$	13,2	50
$I_{тер.н.}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k, \text{кА}^2\text{с}$	11,9	800

Сравнительный выбор трансформаторов тока оформлен в таблице 7

Таблица 17 – Выбор и проверка трансформаторов тока 6кВ

Условие выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные: 4МА7
$U_n \geq U_p, \text{кВ}$	6	10
$I_n \geq I_p, \text{А}$	385	500
$S_{2н} \geq S_p, \text{ВА}$	7	20
$i_{дин} \geq i_{уд}, \text{кА}$	13,2	50
$I_{тер.н.}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k, \text{кА}^2\text{с}$	11,9	900

Сравнительный выбор трансформаторов напряжения оформлен в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка трансформаторов напряжения 6кВ

Условие выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные: 4MR1
$U_n = U_p, \text{кВ}$	6	6
$S_{2n} \geq S_p, \text{ВА}$	5	20

Вывод по разделу.

В данном разделе производился подбор силового оборудования для ГПП завода. Выбор производился исходя из параметров сети, рассчитанных ранее (расчетный ток, ток КЗ, ударный ток КЗ и др.). Для ОРУ-35кВ и ЗРУ-6кВ приняли к установке силовое оборудование фирмы Siemens. Выбор был основан на том, что фирма Siemens является одной из ведущих фирм по производству оборудования в сфере энергетике. Оборудование данной фирмы имеет высокое качество исполнения, надёжность, гибкость использования. Выбранное электрооборудование является актуальным и соответствует всем техническим параметрам и нормам.

## 5 Расчет системы заземления и молниезащиты ГПП

Заземление - преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

«Заземляющее устройство электроустановок напряжением выше 1кВ (электрических станций и подстанций) должны обеспечивать нормируемые параметры по условиям обеспечения электробезопасности и ЭМС для нормальных и наиболее опасных аварийных режимах:

- однофазное (двухфазное) КЗ на землю на РУ;
- КЗ на землю на линиях, отходящих РУ;
- двойное замыкание на землю (замыкание на землю двух фаз в различных точках) в сети с изолированной нейтралью;
- стекание токов молнии с молниеотводов, установленных на зданиях и в РУ электрических станций и подстанций, и токов через ограничители перенапряжений;
- стекание токов несимметрии и токов шунтирующих реакторов» [5, п.7.4.1.1].

«Горизонтальные заземлители должны быть проложены по краю территории, занимаемой ЗУ так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур» [5, п.7.4.3.6].

«Продольные заземлители должны быть проложены вдоль рядов электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены одна к другой, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м» [5, п.7.4.3.8].

Удельное сопротивление грунта:



$$\rho_p = \rho \cdot K_{сез}, \quad (35)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$K_{сез}$  – коэффициент сезонности, принимается по [18, таблица 1.13.2].

Сперва необходимо определиться с конфигурацией заземляющего устройства, его типом, также выбрать сечение проводников заземлителя.

Затем рассчитывается сопротивление вертикального заземлителя по соответствующим формулам [8, таблица 8.4], которые зависят от принятого типа и сечения заземлителя.

Далее определяется сопротивление горизонтального электрода  $R_e$  [8, таблица 8.4], которое также зависит от принятого типа и сечения заземлителя.

«Общее сопротивление искусственных заземлителей:

$$R_u = \frac{R_e \cdot R_z}{R_e \cdot \eta_e + R_z \cdot \eta_z \cdot n}, \quad (36)$$

где  $\eta_e$  и  $\eta_z$  – коэффициенты использования вертикальных и горизонтальных заземлителей соответственно;

$n$  - количество вертикальных заземлителей.

Полученное сопротивление искусственных заземлителей не должно превышать допустимого значения  $R_3$ :

$$R_u \leq R_3 \gg [18]. \quad (37)$$

Для проектируемой ГПП примем вертикальный электрод в виде стальной трубы длиной  $L_e = 5$  м и диаметром  $d = 15$  мм, горизонтальный заземлитель - стальная полоса 40×4, уложенная в грунт (суглинок), на глубине  $t = 0,7$  м. ГПП находится в третьей климатической зоне ( $K_{сез} = 1,5$ ).

Для ГПП принимаем сетчатое размещение заземлителей (рисунок 4).

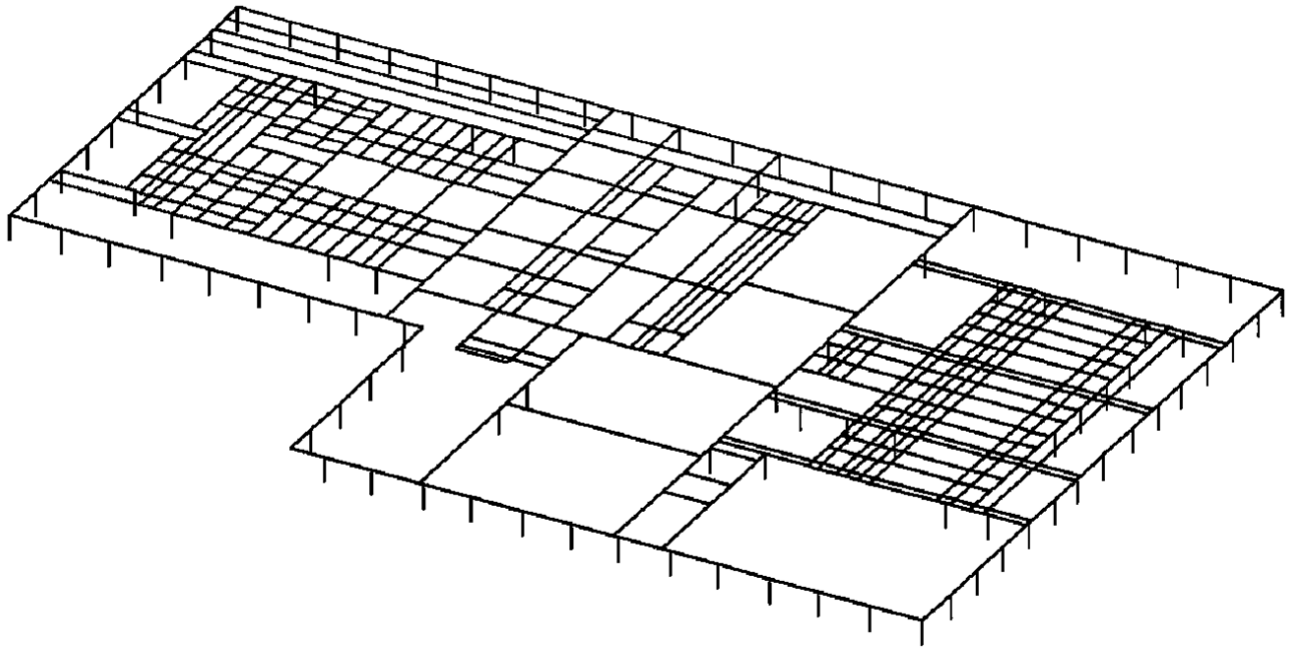


Рисунок 4 – Пример сетчатого расположения заземлителей

Отметим на генплане размещение горизонтальной полосы сетки заземления с вертикальными заземлителями. По плану общая длина горизонтальной полосы составляет  $L_2 = 294$  м, а количество вертикальных заземлителей  $n = 28$ .

Для суглинка расчетная величина удельного сопротивления:

$$\rho_p = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Сопротивление растеканию тока вертикального заземлителя  $R_6$  для стальной трубы по соответствующе формуле [8, таблица 8.4]:

$$R_6 = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi \cdot L_6} \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot L_6}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \left( \frac{4(L_6 / 2 + t) + L_6}{4(L_6 / 2 + t) + L_6} \right) \right) =$$

$$\frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 5}{0,015} + \frac{1}{2} \cdot \ln \left( \frac{4(5 / 2 + 0,7) + 5}{4(5 / 2 + 0,7) + 5} \right) \right) = 33 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление горизонтального электрода  $R_z$  [8, таблица 8.4]:

$$R_z = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi \cdot L_z} \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot L_z^2}{0,5 \cdot b \cdot t} \right) = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 294} \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 294^2}{0,5 \cdot 0,004 \cdot 0,7} \right) = 1,57 \text{ Ом.}$$

По [18, таблица 1.13.5] принимаем значения коэффициентов использования вертикальных и горизонтальных заземлителей равными  $\eta_s = 0,55$  и  $\eta_z = 0,34$  соответственно.

Сопrotивление искусственного заземлителя:

$$R_u = \frac{33 \cdot 1,57}{33 \cdot 0,55 + 1,57 \cdot 0,34 \cdot 28} = 1,5 \text{ Ом.}$$

«В электроустановках напряжением выше 1кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть не более 10 Ом» [9, п.1.7.96].

«Сопrotивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генератора или трансформатора или выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 2, 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока» » [9, п.1.7.101].

Принимаем к сравнению меньшее значение. Расчетное значение сопротивления заземляющего устройства меньше допустимого значения, что соответствует ГОСТ 12.1.030-81.

Расчет молниезащиты ГПП будем проводить в соответствии с инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций (СО 153-34.21.122-2003) [16].

«Классификация объектов определяется по опасности ударов молнии для самого объекта и его окружения.

Непосредственное опасное воздействие молнии - это пожары, механические повреждения, травмы людей и животных, а также повреждения электрического и электронного оборудования. Последствиями удара молнии могут быть взрывы и выделение опасных продуктов - радиоактивных и ядовитых химических веществ, а также бактерий и вирусов.

Удары молнии могут быть особо опасны для информационных систем, систем управления, контроля и электроснабжения. Для электронных устройств, установленных в объектах разного назначения, требуется специальная защита». [19]

Согласно [14] электростанции относятся к специальным объектам с ограниченной опасностью. Для специальных объектов минимально допустимый уровень надежности защиты от прямого удара молнии (ПУМ) устанавливается в пределах 0,9-0,999 в зависимости от степени его общественной значимости и тяжести ожидаемых последствий от ПУМ. Для проектируемого объекта примем значение допустимого уровня надежности 0,9.

ГПП относится к I категории молниезащиты. «Защита от прямых ударов молнии зданий и сооружений, относимых по устройству молниезащиты к I категории, должна выполняться отдельно стоящими стержневыми или тросовыми молниеотводами». [16, п.2.1]

Молниезащиту выполним двойным стержневым молниеотводом. Конфигурация вертикальных и горизонтальных сечений стандартных зон защиты двойного стержневого молниеотвода (высотой  $h$  и расстоянием  $L$  между молниеотводами) представлена на рисунке 5.

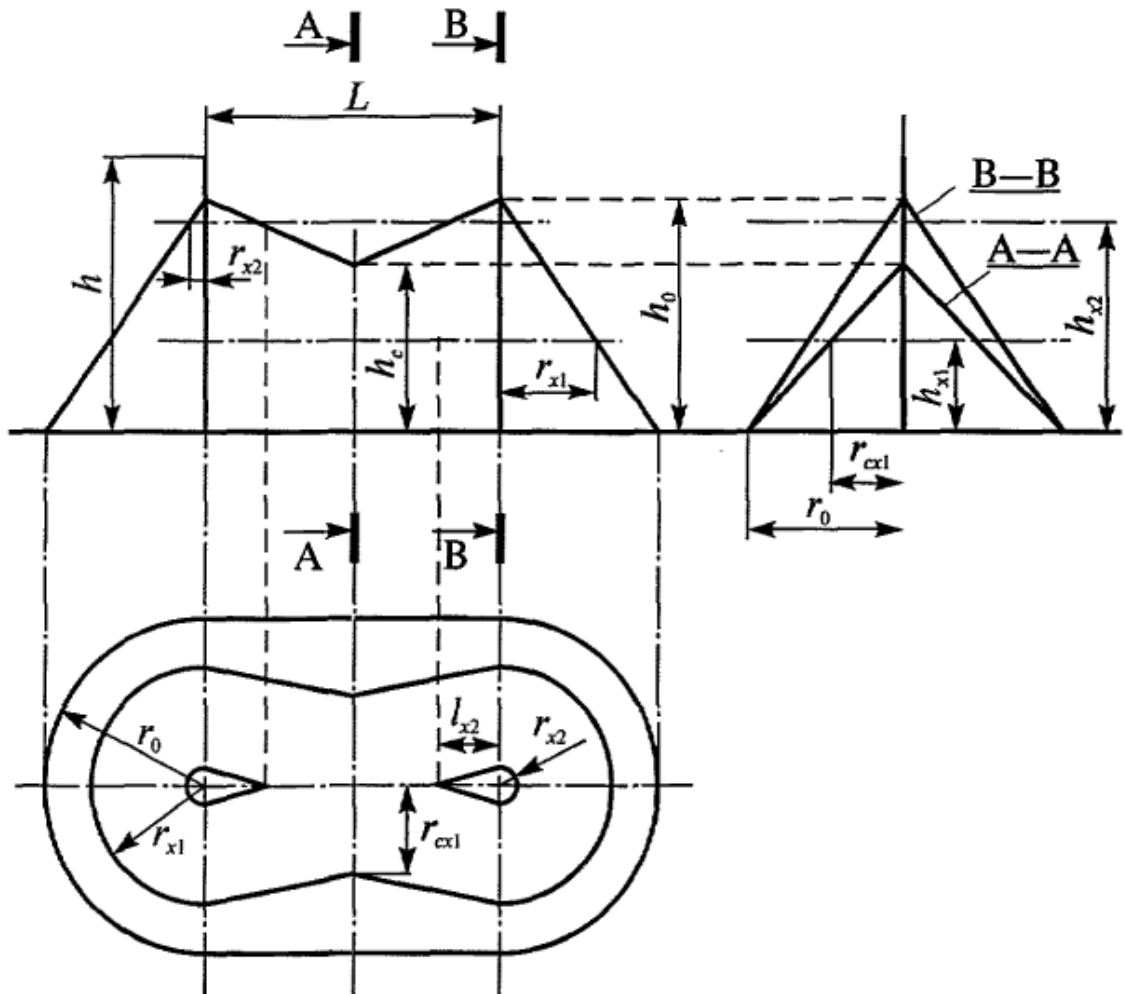


Рисунок 5 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Построение внешних областей зон двойного молниеотвода (полуконусов с габаритами  $h_0$ ,  $r_0$ ) производится следующим образом [7]:

$$h_0 = 0,85 \cdot h; \quad (83)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot h. \quad (84)$$

«Размеры внутренних областей определяются параметрами  $h_0$  и  $h_c$ , первый из которых задает максимальную высоту зоны непосредственно у молниеотводов, а второй - минимальную высоту зоны посередине между молниеотводами. При расстоянии между молниеотводами  $L < L_c$  граница зоны

не имеет провеса ( $h_c = h_0$ ). Для расстояний  $L_c < L < L_{max}$  высота  $h_c$  определяется по выражению:

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} \cdot h_0 \gg [16] \quad (85)$$

Предельные расстояния  $L_{max}$  и  $L_c$  для надежности защиты 0,9 вычисляются по следующим выражениям [6]:

$$L_{max} = 5,75 \cdot h; \quad (86)$$

$$L_c = 2,5 \cdot h. \quad (87)$$

При известной высоте защищаемого объекта  $h_x$  полуширина зоны в горизонтальном сечении на высоте  $h_x$ :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}. \quad (88)$$

После расчетная зона защиты сопоставляется с габаритными размерами защищаемого объекта. Если расчетные размеры зоны защиты меньше размеров объекта, то принимается молниеотвод большей высоты и производится пересчет зоны защиты.

Примем высоту молниеотвода  $h = 18$  м. Максимальная высота защищаемого оборудования составляет  $h_x = 8$  м.

Предельные расстояния  $L_{max}$  и  $L_c$ :

$$L_{max} = 5,75 \cdot 18 = 103,5 \text{ м};$$

$$L_c = 2,5 \cdot 18 = 45 \text{ м}.$$

Расстояние между молниеотводами составляет  $L = 23$  м, что меньше

значения  $L_c$ , следовательно провиса зона защиты в центре не будет.

Параметры зоны защиты:

$$h_0 = 0,85 \cdot 18 = 15,3 \text{ м};$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 18 = 21,6 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{21,6 \cdot (15,3 - 8)}{15,3} = 10,3 \text{ м}.$$

Данная зона защиты полностью покрывает оборудование и здание ГПП. Следовательно, принимаем к установке двойной стержневой молниеотвод.

Вывод по разделу.

В данном разделе производилось расчет заземляющего устройства и системы молниезащиты. Заземления было выполнено в виде сетки, проложенной по всей территории ГПП. Молниезащиты была реализована с помощью двойного стержневого молниеотвода высотой 18м.

## 6 Релейная защита трансформатора

«Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- частичного пробоя изоляции вводов 500кВ;
- однофазных замыканий на землю в сетях 3-10кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности» [9, п.3.2.51].

Релейная защита силовых трансформаторов мощностью 1000кВА и выше подразделяется на следующие виды:

- дифференциальная защита обмоток;
- токовая защита трансформатора без задержки времени;
- газовая защита;
- максимальная токовая защита;
- токовая защита нулевой последовательности;
- защита от однофазных замыканий на землю в обмотке или на выводах трансформатора.

Масляные трансформаторы мощностью 1,6МВА и более с расширителем должны быть снабжены газовым реле [4]. Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов



мощностью 6,3МВА и более, для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630кВА и более. Токов, значения которых превышает номинальные, приводят к нагреву обмоток трансформатора сверх нормы, что в свою очередь приводит к повышенному нагреву масла. При высоких температурах трансформаторное масло начинает химически разлагаться, в результате чего внутри трансформатора происходит выделение газа. Газ воздействует на измерительные органы газовой защиты, которые подают сигнал предупреждения или отключения трансформатора в зависимости от объема выделенного газа.

«Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должны быть предусмотрены:

- Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени на трансформаторах мощностью 6,3МВА и более, а также на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1МВА, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.
- Токовая отсечка без выдержки времени, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки трансформатора, если не предусматривается дифференциальная защита» [17].

Дифференциальная защита основана на принципе сравнения величин токов в начале и конце обмоток силового трансформатора. Участок между трансформаторами тока, установленными на высшей и низшей сторонах силового трансформатора, считается защищаемой зоной. Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

На трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должны быть предусмотрены следующие защиты с действием на отключение:

- На повышающих трансформаторах с двусторонним питанием - токовая защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и

максимальная токовая защита с минимальным пуском напряжения от симметричных КЗ или максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения.

- На понижающих трансформаторах - максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него; на мощных понижающих трансформаторах при наличии двустороннего питания можно применять токовую защиту обратной последовательности от несимметричных КЗ и максимальную токовую защиту с минимальным пуском напряжения от симметричных КЗ.

Максимальная токовая защита с пуском по напряжению применяется в тех случаях, когда не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту по току.

На трансформаторах мощностью менее 1МВА (повышающих и понижающих) в качестве защиты от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена действующая на отключение максимальная токовая защита.

Максимальная токовая защита (МТЗ) силового трансформатора защищает от короткого замыкания на выводах и внутри трансформатора, при повреждениях шин распределительного устройства НН и на отходящих линиях НН. Токовая защита нулевой последовательности применяется на трансформаторах с глухозаземленной нейтралью.

Для защиты принятых трансформаторов используются микропроцессорные терминалы защит и управления Siprotec 7UT86 фирмы Siemens. «Реле дифференциальной защиты 7UT86 применяются для быстрого и селективного отключения коротких замыканий в трансформаторах всех уровней напряжения, во вращающихся электрических машинах, например, в двигателях и генераторах, а также на коротких линиях и сборных шинах. Защита 7UT86 может применяться для трехфазных и однофазных трансформаторов. Кроме функции дифференциальной защиты устройство 7UT86 включает резервную токовую защиту обмоток со стороны

звезды. Дополнительно можно использовать защиту от низко- или высокоомных замыканий на землю, защиту обратной последовательности и защиту при отказе выключателя. 7UT86 позволяет выполнять измерение и контроль температур с помощью внешних термодатчиков. Поэтому возможно полностью контролировать термическое состояние трансформатора. 7UT86 обеспечивает легкодоступное местное управление и функции автоматизации.

Встроенная программируемая логика 7UT86 позволяет пользователям добавлять их собственные функции, например, для автоматизации операций в распределительном устройстве. Гибкие коммуникационные интерфейсы открыты для взаимодействия современных коммуникационных архитектур с системами управления» [20].

Вывод по разделу.

В данном разделе были рассмотрены виды защит и их применение, используемых на силовых трансформаторах любых классов напряжения. В разделе было произведено краткое описание микропроцессорного устройства защит трансформатора Siprotec 7UT86, используемого для защиты питающего трансформатора в данной работе.

## Заключение

Целью выпускной работы являлось повышение надежности электроснабжения, повышение эксплуатационной гибкости, улучшение условий труда эксплуатирующего персонала, увеличение пропускной способности электрической сети кирпичного завода. Данные задачи решались путем проведения реконструкции системы электроснабжения.

Реконструкция обуславливалась отсутствием запасных деталей для текущего ремонта и обслуживания силовой аппаратуры, моральным и физическим старением оборудования. Реконструкция системы электроснабжения обеспечит снижение количества аварийных отключений, что в свою очередь обеспечит бесперебойную работу технологического оборудования. Использование современного электрооборудования позволит повысить общую надежность электроснабжения потребителей, снизить технико-эксплуатационные расходы.

В процессе работы выполнены следующие разработки:

- определение нагрузки завода;
- выбор силовых трансформаторов;
- расчет аварийных токов КЗ
- выбор проводников бкВ;
- выбор силового электрооборудования ГПП;
- расчет заземляющего устройства и системы молниезащиты;
- релейная защита трансформатора.

Разработанная схема электроснабжения имеет высокую надежность, экономичность. Она является безопасной и удобной в эксплуатации, обеспечивает надлежащее качество и уровень напряжения.

Расчеты производились на основе актуальных технических норм, стандартов и методик. Выбранное электрооборудование является актуальным, соответствующее каталогам производителей. Это делает данную работу грамотной и современной.

## Список используемых источников

1. Бохан А. Н. Практическое пособие к решению задач по курсу "Электрическая часть станций и подстанций" для студентов дневной и заочной форм обучения по специальности Т.01.01 "Электроэнергетика". Гомель : ГГТУ им. П.О. Сухого, 2000.
2. ГОСТ 21.210-2014 Условные графические изображения электрооборудования и проводок на планах.
3. ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1кВ.
4. ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
5. ГОСТ Р 58882-2020 Заземляющие устройства. Системы уравнения потенциалов. Заземлители. Заземляющие проводники. Технические требования.
6. Зоммер В. AutoCAD 2008 Руководство чертежника, конструктора, архитектора. М.: Издательство БИНОМ, 2008.
7. Кабышев А. В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие. Томск : Изд-во ТПУ, 2006. 124 с.
8. Карякин Р. Н. Нормы устройства сетей заземления. Москва : ФОРУМ, 2010. 240 с.
9. Правило устройство электроустановок – 7 издание, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2003.
10. Радкевич В.Н., Козловская В. Б. Выбор электрооборудования систем электроснабжения промышленных предприятий: пособие для студентов специальности «Электроснабжение». Минск : БНТУ, 2017. 173 с.
11. Радкевич В. Н., Козловская В. Б. Расчет электрических нагрузок промышленных предприятий: учебно-методическое пособие. Минск : БНТУ, 2013. 124 с.

12. Радкевич В. Н. Проектирование систем электроснабжения. Минск : НПО «Пион», 2001. 288 с.
13. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.
14. РД 34.21.122-87 - Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
15. РТМ 36.18.32.4-92 «Указания к расчету электрических нагрузок», 1993.
16. СО 153-34.21.122 - Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций, 2003.
17. Сумаркова Л. П. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие. Томск : издательство Томского политехнического университета, 2012. 288 с.
18. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. М. : ФОРУМ, 2005. 214 с.
19. Air-insulated medium-voltage switchgear NXAIR URL: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/medium-voltage/systems/nxair.html> (дата обращения 04.04.2023).
20. Transformer differential protection – SIPROTEC 7UT86 URL: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/protection-relays-and-control/siprotec-5/transformer-differential-protection/transformer-differential-protection-siprotec-7ut86.html> (дата обращения 04.04.2023).