

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 «Электроснабжение завода железобетонных конструкций»

Студент

Р.А. Пустышкин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В Самолина

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

Тольятти 2020

Аннотация

Выпускная квалификационная работа выполняется по теме «Электроснабжение завода железобетонных конструкций».

Данная тема актуальна тем, что при проектировании системы электроснабжения завода железобетонных конструкций нами предлагается наиболее экономически выгодная система электроснабжения, а также рассматриваются вопросы о снижении мощностей завода при выполнении технологических процессов, за счет использования новейшего оборудования, светодиодного освещения, автоматизации технологических процессов, рекомендации по разработки графиков планово предупредительных ремонтов ППР электрооборудования.

Пояснительная записка данной работы состоит из 68 страниц, и разделена на 8 глав.

Так же в работе изображено 8 рисунков и представлены 16 таблиц,

В графической части представлено 6 листов чертежей.

Содержание

| | |
|---|----|
| Введение..... | 3 |
| 1 Характеристика завода железобетонных конструкций..... | 5 |
| 2 Расчёт электрических нагрузок предприятия | 6 |
| 2.1 Расчёт электрических нагрузок по заводу железобетонных конструкций .. | 6 |
| 2.1.2 Расчёт картограммы электрических нагрузок предприятия | 12 |
| 3 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций | 16 |
| 4 Выбор напряжения и схемы внешнего электроснабжения..... | 19 |
| 4.1 Выбор величины напряжения..... | 19 |
| 5 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения..... | 22 |
| 5.1 Выбор величины напряжения..... | 22 |
| 5.1.2 Построение схемы внутренней электрической сети | 22 |
| 5.1.3 Конструктивное выполнение электрической сети | 23 |
| 5.1.4 Расчёт питающих линии..... | 24 |
| 6 Выбор основного оборудования и токоведущих частей..... | 28 |
| 6.1 Выбор оборудования низкого напряжения ГПП | 28 |
| 6.1.2 Выбор устройств компенсации реактивной мощности | 36 |
| 6.1.3 Выбор оборудования цеховых ТП | 37 |
| 7 Разработка релейной защиты и автоматики | 39 |
| 7.1 Релейная защита систем электроснабжения | 39 |
| 7.1.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства РС83-ДТ2 | 41 |
| 7.3 Газовая защита | 47 |
| 8 Заземление и молниезащита ГПП | 53 |
| 8.1 Расчет заземления ГПП | 53 |
| 8.1.2 Расчет молниезащиты ГПП..... | 59 |
| Заключение | 64 |
| Список используемой литературы | 66 |

Введение

Сегодня система электроснабжения любого промышленного предприятия строиться из надежного оборудования, путем оригинальности и экономической целесообразности его использования. Надежность оборудования систем электроснабжения промышленных предприятий напрямую зависит от его ценового сегмента, используя оборудование таких компаний как ABB, Siemens, ЭКРА, Schneider строиться надежная система электроснабжения. Рассматриваемые компании благоприятно зарекомендовали свой бренд, тем самым получили хорошие отзывы о своей продукции. Но рассматривая вопрос экономичности оборудование этих компаний является довольно дорогим, поэтому разумно использовать более экономичные варианты с периодическим обслуживанием оборудование. Так как периодическое обслуживание электрооборудования системы электроснабжения повышает его надежность и бесперебойность в работе.

Правильно построенная система электроснабжения позволяет сократить потери электроэнергии, а также рационально распределять нагрузки по предприятию.

Тема выпускной квалификационной работы: «Электроснабжение завода железобетонных конструкций».

Изучение и анализ материалов во время прохождения практики НИР способствует к реализации оптимально продуманного проекта электроснабжения завода железобетонных конструкций.

При проектировании системы электроснабжения для промышленных предприятий возникает многочисленное число спорных вопросов.

Проект электроснабжения должен удовлетворять всем требования законодательства РФ, а также Ростехнадзора, но также стоит отметить, что стоимость электроснабжения промышленного предприятия может быть не рентабельным.

Отсюда можно сказать, что при проектировании электроснабжения

промышленного предприятия следует учитывать не только технические вопросы, а также экономические.

Данная тема актуальна тем, что при проектировании системы электроснабжения завода железобетонных конструкций нами предлагается наиболее экономически выгодная система электроснабжения, а также рассматриваются вопросы о снижении мощностей завода при выполнении технологических процессов, за счет использования новейшего оборудования, светодиодного освещения, автоматизации технологических процессов, рекомендации по разработки графиков планово-предупредительных ремонтов ППР электрооборудования.

Цель выпускной квалификационной работы - повышение надежности электроснабжения потребителя.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Рассчитать параметры электрооборудования.
2. Выбрать рациональную схему электроснабжения.
3. Выбрать современное оборудование и проверить его устойчивость токам короткого замыкания.

1 Характеристика завода железобетонных конструкций

Завод железобетонных конструкций производит основные и дополнительные элементы гражданских зданий и промышленных сооружений.

Основной продукцией завода железобетонных конструкций является:

- сваи;
- фундаментные изделия;
- лестничные марши и балки;
- элементы каркаса;
- детали и фундаменты заборов;
- кольца, днища и крышки колодцев;
- плиты;
- перемычки и прогоны;
- стойки опор и приставки.

Рассматривая производственный процесс завода железобетонных конструкций определяем основные потребители завода.

Для определения потребителей завода рассматриваем технологию производственной деятельности.

Согласно Типовому проекту № 409-28-61.92 на заводе железобетонных конструкций рассматриваются следующие цеха, в качестве потребителей электроэнергии выступают: формовочный цех, арматурный цех, компрессорный цеха.

Данные по бесперебойности электроснабжения и характеристика среды цехов приведены в таблице 1.1 Приложения А.

Сведения об приведенной мощности электроприемников по цехам представлены в таблице 1.2. Приложении А.

В таблице 1.2 указаны данные приведенной мощности, во второй главе данной работы произведем расчет мощности для каждого цеха исходя из действительного числа электроприемников.

2 Расчёт электрических нагрузок предприятия

2.1 Расчёт электрических нагрузок по заводу железобетонных конструкций

При проектировании системы электроснабжения завода железобетонных конструкций начнем с расчета электрической нагрузки потребителей. Расчет нагрузки производим как на стороне 0,4 кВ, так и на высокой стороне 10 кВ, учитывая потери.

Данный расчет позволит определить основное электрооборудование для оптимальной системы электроснабжения завода.

Произведем расчет нагрузки на шинах низкого напряжения трансформаторных подстанций с учетом осветительной нагрузки для каждого объекта завода железобетонных конструкций.

Источниками света в цехах принимаем газоразрядные и люминесцентные лампы.

Определяем расчетную нагрузку осветительной сети:

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{co} = p_{oy} \cdot F \cdot K_{co} \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

$$Q_{po} = P_{но} \cdot tg\varphi_0, \quad (2.2)$$

где $P_{но}$ – номинальная мощность осветительной нагрузки, кВт;

K_{co} – коэффициент спроса осветительной нагрузки принимается по [5] таблица. 3.1;

p_{oy} – удельная нагрузка на 1 м² площади цеха принимается по [5] таблица 3.2, Вт/м²;

F – площадь цеха, м²;

$tg\varphi_0$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки, определяется из коэффициента активной мощности осветительной нагрузки (при использовании газоразрядных ламп $\cos\varphi = 1$).

Произведем расчет нагрузки осветительной сети для формовочного

цеха:

$$P_{po} = 14 \cdot 21200 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} = 296,8 \text{ кВт.}$$

Расчет нагрузки потребителей цеха производим исходя из данных таблицы 1.2 Приложения А.

$$P_p = K_c \cdot P_{ном}, (2.3)$$

$$Q_p = tg\varphi \cdot P_{ном}, (2.4)$$

где $P_{ном}$ – суммарная установленная мощность всех электроприемников цеха, кВт;

K_c – коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;

$tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, принимаемый по справочным данным.

Произведем расчет нагрузки потребителей для формовочного цеха:

$$P_p = 0,7 \cdot 1230 = 861 \text{ кВт,}$$

$$Q_p = 0,75 \cdot 1230 = 646,19 \text{ кВАр,}$$

где $tg\varphi = (\arccos 0,8)=0,75$.

Для остальных цехов и объектов расчет производим аналогичным образом и сводим в таблицу 2.1 Приложения Б.

Определим расчетную нагрузку для силовой и осветительной сетиформовочного цеха.

$$P_{pТП}^н = P_p + P_{po}, (2.5)$$

$$P_{pТП}^н = 861 + 296,8 = 1128,12 \text{ кВт,}$$

$$Q_{pТП}^н = Q_p + Q_{po}, (2.6)$$

$$Q_{p\text{ТП}}^{\text{H}} = 646,19 \text{ кВар},$$

$$S_{p\text{ТП}}^{\text{H}} = \sqrt{(P_{p\text{ТП}}^{\text{H}})^2 + (Q_{p\text{ТП}}^{\text{H}})^2}, (2.7)$$

$$S_{p\text{ТП}}^{\text{H}} = \sqrt{1128,12^2 + 646,19^2} = 1300,1 \text{ кВА}.$$

Нагрузку остальных цехов выполняем по аналогии и сводим в таблицу 2.1 Приложения Б.

Для выбора питающих подстанций, сечения кабельных линий, а так же коммутационно-защитного оборудования произведем расчет нагрузки на стороне высокого напряжения подстанции.

Пользуясь формулами:

$$P_{p\text{ТП}}^{\text{B}} = P_{p\text{ТП}}^{\text{H}} + \Delta P_m, (2.8)$$

$$Q_{p\text{ТП}}^{\text{B}} = Q_{p\text{ТП}}^{\text{H}} + \Delta Q_m, (2.9)$$

$$S_{p\text{ТП}}^{\text{B}} = \sqrt{(P_{p\text{ТП}}^{\text{B}})^2 + (Q_{p\text{ТП}}^{\text{B}})^2}, (2.10)$$

где $P_{p\text{ТП}}^{\text{H}}, Q_{p\text{ТП}}^{\text{H}}$ – расчетные нагрузки на шинах НН цеховой ТП;

$\Delta P_m, \Delta Q_m$ – потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах ($\Delta P_m = 0,02 \cdot S_{p\text{ТП}}^{\text{H}}$; $\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_{p\text{ТП}}^{\text{H}}$).

Произведем расчет формовочного цеха:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 1300,1 = 26 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot 1300,1 = 130,01 \text{ кВар},$$

$$P_{p\text{ТП}}^{\text{B}} = 1128,12 + 26 = 1154,12 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\text{ТП}}^{\text{B}} = 646,19 + 130,01 = 776,2 \text{ кВар},$$

$$S_{p\text{ТП}}^{\text{B}} = \sqrt{1154,12^2 + 776,2^2} = 1390,86 \text{ кВА}.$$

Для остальных объектов завода производим расчет аналогичным

образом и заносим результат в таблицу 2.2.

Произведем расчет полной мощности на шинах РП учитывая мощность, потребляемую на уличное освещение территории завода железобетонных конструкций.

$$P_{pRP} = \left(\sum_i^n P_{pТПi}^B + \sum_j^m P_{pЭПj}^B \right) \cdot K_{pм} + P_{p.om} + \Delta P_{л}, \quad (2.11)$$

$$Q_{pRP} = \left(\sum_i^n Q_{pТПi}^B + \sum_j^m Q_{pЭПj}^B \right) \cdot K_{pм} + Q_{p.om} + \Delta Q_{л} - Q_{кy}, \quad (2.12)$$

$$S_{pRP} = \sqrt{\left(P_{pRP}^B \right)^2 + \left(Q_{pRP}^B \right)^2}, \quad (2.13)$$

где $P_{pТПi}^B, P_{pЭПi}^B$ – расчетные нагрузки i -го ТП;

$P_{pТПj}^B, P_{pЭПj}^B$ – расчетные нагрузки j -го высоковольтного электроприемника, получающего питание с шин ГРП;

$K_{pм}$ – коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки отдельных групп электроприемников, принимаемый в пределах 0,9-0,95

$Q_{кy}$ – установленная мощность КУ на шинах РП, кВАр (при предварительных расчетах принимаем $Q_{кy}=0$);

$\Delta P_{л}, \Delta Q_{л}$ – соответственно потери активной и реактивной мощности в линиях (могут быть приняты по приближенным формулам: $\Delta P_{л} \approx 0,03 \sum P_{pТП}^e, \Delta Q_{л} \approx 0,03 \sum Q_{pТП}^e$);

$P_{p.om}, Q_{p.om}$ – расчетная активная и реактивная мощность, потребляемая на освещение территории завода с шин РП (определяется по формулам (3.1), (3.2) при $K_c=1$).

Активная и реактивная мощность, потребляемая на освещение территории завода с шин РП:

$$P_{p.om} = P_{OY} F K_{co} \cdot 10^{-3} = 0,17 \cdot 144650 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 24,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.om} = P_{po} \cdot \text{tg} \phi_0 = 24,6 \cdot 2,7 = 66,42 \text{ кВАр},$$

где K_{co} – коэффициент спроса осветительной нагрузки принимается по [5] таблица. 3.1;

p_{oy} – удельная нагрузка на 1 м² площади завода принимается по [5] таблица 3.2, Вт/м²;

F – площадь завода, м²;

$tg\varphi_0$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки, определяется из коэффициента активной мощности осветительной нагрузки (при использовании газоразрядных ламп высокого давления $\cos\varphi = 0,35$).

Потери активной и реактивной мощности в линиях:

$$\Delta P_n \approx 0,03 \sum P_{p\Gamma\Pi}^e = 0,03 \cdot 7814,37 = 234,43 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_n \approx 0,03 \sum Q_{p\Gamma\Pi}^e = 0,03 \cdot 6300,85 = 189,03 \text{ кВт},$$

Расчетная активная и реактивная мощность на шинах РП:

$$P_{p\Gamma\Pi} = (7814,37 + 5630,1) \cdot 0,9 + 24,6 + 234,43 = 12359,1 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\Gamma\Pi} = (6300,85 + 5351,31) \cdot 0,9 + 66,42 + 189,03 = 10742,4 \text{ кВАр},$$

Расчетная полная мощность на шинах РП:

$$S_{p\Gamma\Pi} = \sqrt{(P_{p\Gamma\Pi}^e)^2 + (Q_{p\Gamma\Pi}^e)^2} = \sqrt{12359,1^2 + 10742,4^2} = 16375,2 \text{ кВА},$$

Для определения нагрузки на шинах главной понизительной подстанции используем формулу:

$$S_{p\Gamma\Pi}^H = \sum_i^k S_{pi} \cdot K_{pm},$$

где S_{pi} – расчетная нагрузка i -й отходящей линии от шин ГПП, кВА;

k – количество отходящих линий от шин ГПП;

K_{pm} - коэффициента разновременности максимума нагрузок.

$$S_{pГПП}^u = \sum_i^k S_{pi} K_{pm} = 16375,2 \cdot 0,9 = 14737,7 \text{ кВА},$$

$$P_{pГПП}^u = \sum_i^k P_{pi} K_{pm} = 12359,1 \cdot 0,9 = 11123,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{pГПП}^u = \sum_i^k Q_{pi} K_{pm} = 10742,4 \cdot 0,9 = 9668,2 \text{ кВАр}.$$

Полная расчетная мощность завода железобетонных конструкций со стороны ВН, необходима для выбора линий, питающих трансформаторы ГПП.

$$S_{pГПП}^g = \sqrt{(P_{pГПП}^u + \Delta P_{\tau})^2 + (Q_{pГПП}^u + \Delta Q_{\tau})^2}, \quad (2.15)$$

где ΔP_m , ΔQ_m – потери активной и реактивной мощности в силовых трансформаторах ГПП ($\Delta P_{\tau} = 0,02 \cdot S_{pГПП}^u$, $\Delta Q_{\tau} = 0,1 \cdot S_{pГПП}^u$).

Потери активной и реактивной мощности в силовых трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{\tau} = 0,02 \cdot S_{pГПП}^u = 0,02 \cdot 14737,7 = 294,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\tau} = 0,1 \cdot S_{pГПП}^u = 0,1 \cdot 14737,7 = 1473,8 \text{ кВАр}.$$

Полная расчетная мощность завода со стороны ВН:

$$S_{pГПП}^g = \sqrt{(11123,2 + 294,8)^2 + (9668,2 + 1473,8)^2} = 15953,5 \text{ кВА}.$$

Таблица 2.2 – Расчет нагрузок ВН ТП

| № п/п | Наименование | $P_{рТП}^B$ | $Q_{рТП}^B$ | $S_{рТП}^B$ | ΔP_m | ΔQ_m |
|-------|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| 1 | Формовочный цех | 1154,12 | 776,20 | 1390,86 | 26,00 | 130,01 |
| 2 | Арматурный цех | 1771,49 | 2320,92 | 2919,74 | 53,54 | 267,71 |
| 3 | Бетоносмесительный цех | 1254,92 | 1044,98 | 1633,04 | 30,32 | 151,59 |
| 4 | Административно-бытовой корпус | 347,50 | 330,42 | 479,51 | 8,87 | 44,33 |
| 5 | Склад цемента | 345,09 | 231,01 | 415,28 | 7,76 | 38,82 |
| 6 | Склад заполнителей | 501,81 | 250,67 | 560,94 | 10,59 | 52,95 |
| 7 | Площадка для разгрузки щебня | 472,08 | 162,00 | 499,10 | 9,53 | 47,65 |
| 8 | Ремонтно-механический цех | 282,30 | 150,21 | 319,78 | 6,02 | 30,12 |
| 9 | Склад готовой продукции завода | 246,32 | 128,28 | 277,72 | 5,24 | 26,18 |
| 10 | Автовесы | 98,85 | 94,31 | 136,62 | 2,53 | 12,63 |
| 11 | Центрально-тепловой пункт | 846,99 | 472,11 | 969,68 | 18,24 | 91,21 |
| 12 | Компрессорная станция | 206,16 | 126,30 | 241,78 | 4,53 | 22,67 |
| 13 | Железно-дорожные весы | 210,17 | 183,07 | 278,72 | 5,17 | 25,84 |
| 14 | Проходная | 76,57 | 30,35 | 82,36 | 1,57 | 7,83 |

Таким образом в таблице 2.2 показаны результаты расчета нагрузок ВН ТП.

2.1.2 Расчёт картограммы электрических нагрузок предприятия

Расчет, а также определение центра нагрузки завода железобетонных конструкций позволяет наиболее точно определить место расположения главной понизительной подстанции.

Что такое картограмма? Картограмма - это изображение на графическом плане рассматриваемого предприятия нагрузок цехов или же потребителей в виде заштрихованной окружности, разделенный на сектора, где в одном секторе условно обозначается силовая нагрузка, а в другом нагрузка осветительной сети.

Определение значения каждого сектора ведем расчетным путем. Во второй главе нами был произведен расчет электрических нагрузок каждого цеха предприятия, основываясь на полученных значениях и зная площадь

каждого цеха определяем центры нагрузок.

По полученным значениям координат центров нагрузок отдельных цехов определяем центр нагрузок всего завода.

В результате полученных координат центра нагрузки всего предприятия и будет являться местом установки главной понизительной подстанции, если же точка центра нагрузок попадает на какой-либо объект предприятия, разрешается смещение места расположения главной понизительной подстанции.

Смещение места расположения главной понизительной подстанции в установленном порядке осуществляется с соблюдением всех норм и требований Ростехнадзора России.

Для определения координат центров нагрузок значения таблицы 2.2 переносим в таблицу 2.3 в столбец 3, и в 4. Координаты х и у цехов предприятия определяем по генеральному плану, изображенному на первом листе графической части работы, и заносим значения в столбцы таблицы 2.3 7 и 8.

Радиус окружности кругов нагрузки картограммы определяем по выражению 2.16:

$$r_i = \sqrt{\frac{\sum P_{p,осв}}{\pi \cdot m}}, (2.16)$$

где $\sum P_{p,осв}$ – суммарная нагрузка каждого из цеха, активная силовая и осветительная;

m – принимаемый масштаб. Принимаем $m = 1,0$ кВт/мм².

Нагрузку осветительной сети приводим в виде отдельного сектора круга нагрузки. Угол осветительного сектора α_i рассчитываем относительно нагрузки осветительной сети ($P_{p,осв}$) к суммарной силовой нагрузке каждого ($\sum P_p$) цеха.

$$a_i = 360 \cdot \frac{P_{p.обв}}{\sum P_p}.(2.17)$$

В качестве примера определяем радиус и угол сектора для бетоносмесительного цеха:

$$r_i = \sqrt{\frac{427,72}{3,14 \cdot 1}} = 11,7 \text{ мм},$$

$$a_i = 360 \cdot \frac{14,56}{427,72} = 12,3 \text{ град.}$$

Результаты расчета сводим в таблицу 2.3, в столбцы 5, 6 соответственно.

Место расположения главной понизительной подстанции определяем согласно точек центров нагрузки цехов, рассматриваемые точки представлены в таблице 2.3 в столбце 7 и 8.

Учитываем принятые допущения минимальной длины распределительной сети 10 кВ рассматриваемого предприятия, определяем место расположения главной понизительной подстанции.

Координаты главной понизительной подстанции завода железобетонных конструкций определяем по формулам 2.18 и 2.19, принимая значения и округляя до целого числа.

$$x_0 = \frac{\sum [x_i (P_{p.i} + P_{p.oi})]}{\sum (P_{p.i} + P_{p.oi})}, \quad (2.18)$$

$$y_0 = \frac{\sum [y_i (P_{p.i} + P_{p.oi})]}{\sum (P_{p.i} + P_{p.oi})}.(2.19)$$

Определяя координаты центра нагрузки завода железобетонных конструкций в таблице 2.3 требуется произвести расчет в таблице 2.3. Расчет выполняем путем произведения числителя и заносим их в столбцы 9 и 10.

Подсчитываем сумму в строке «итого» столбцов 3,4 и 9,10.

Результаты заносим в строку «итого» столбцов координат x и y , столбцы 7 и 8 соответственно.

Таблица 2.3–Расчет картограммы и определения центра нагрузок завода

| № цеха | Наименование | $\sum P_p$, кВт | $P_{p.осв}$, кВт | r , мм | α , град | x , м | y , м | $(P_p+P_{p.о}) \cdot x$ | $(P_p+P_{p.о}) \cdot y$ |
|--------|--------------------------------|------------------|-------------------|----------|-----------------|---------|---------|-------------------------|-------------------------|
| 1 | Формовочный цех | 363,52 | 9,10 | 10,9 | 8,8 | 105 | 95 | 39125,1 | 35398,9 |
| 2 | Арматурный цех | 1053,48 | 11,18 | 18,4 | 3,8 | 200 | 75 | 212932 | 79849,5 |
| 3 | Бетоносмесительный цех | 413,16 | 14,56 | 11,7 | 12,3 | 400 | 110 | 171088 | 47049,2 |
| 4 | Административно-бытовой корпус | 273,95 | 3,12 | 9,4 | 4,1 | 560 | 180 | 155159,2 | 49872,6 |
| 5 | Склад цемента | 71,53 | 1,82 | 4,8 | 8,9 | 400 | 280 | 29340 | 20538 |
| 6 | Склад заполнителей | 225,60 | 26,00 | 9,0 | 37,2 | 630 | 150 | 158508 | 37740 |
| 7 | Площадка для разгрузки щебня | 49,40 | 3,50 | 4,1 | 23,8 | 790 | 65 | 41791 | 3438,5 |
| 8 | Ремонтно-механический цех | 85,20 | 26,00 | 6,0 | 84,2 | 780 | 150 | 86736 | 16680 |
| 9 | Склад готовой продукции завода | 98,05 | 0,78 | 5,6 | 2,8 | 900 | 150 | 88947 | 14824,5 |
| 10 | Автовесы | 33,20 | 3,50 | 3,4 | 34,3 | 790 | 280 | 28993 | 10276 |
| 11 | Центрально-тепловой пункт | 266,78 | 4,68 | 9,3 | 6,2 | 820 | 385 | 222597,2 | 104512,1 |
| 12 | Компрессорная станция | 30,86 | 1,30 | 3,2 | 14,6 | 818 | 44 | 28944 | 15436,8 |
| 13 | Железно-дорожные весы | 91,96 | 7,15 | 5,6 | 26,0 | 718 | 44 | 79288 | 47572,8 |
| 14 | Проходная | 38,21 | 0,52 | 3,5 | 4,8 | 530 | 475 | 20526,9 | 18396,75 |

Произведя все соответствующие расчеты, получаем координаты электрических нагрузок предприятия, координаты главной понизительной подстанции равны:

$$x_0 = 425 \text{ м}, \quad y_0 = 156 \text{ м},$$

По расчетным координатам отмечаем центр электрических нагрузок завода железобетонных конструкций.

3 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

Выбор числа трансформаторных подстанций зависит от требуемой степени надежности электроснабжения. На рассматриваемом заводе к I группе по степени надежности относятся следующие цеха и объекты:

- формовочный цех;
- арматурный цех;
- бетоносмесительный цех;
- центрально-тепловой пункт;
- компрессорная станция.

Номинальные мощности трансформаторов определяются плотностью нагрузки цехов и выбираются, как правило, одинаковыми для всей группы цехов, принимая во внимание, что при нормальных режимах работы принимая незначительный резерв при условии послеаварийного режима.

Расчет и выбор цеховой трансформаторной подстанции производим по значениям удельной плотности нагрузки в цехе:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (3.1)$$

где S_p – сумма мощности завода на напряжении до 1000 В, кВА;

$F_{ц}$ - площадь всех цехов завода, м².

$$\sigma = \frac{9495,4}{144650} = 0,1.$$

Согласно [5] таблице 3.5 рекомендуемая мощность трансформаторов с показателями удельной плотности нагрузок $\sigma = 0,1 - 1600$ кВА.

Минимально возможное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min} = \frac{P_{pТП.сум}^H}{S_{н.тр} \cdot K_3}, \quad (3.2)$$

где $P_{pТП.сум}^H$ - суммарная расчетная активная нагрузка, подведенная к трансформаторам в сети ниже 1000 В, кВт;

$S_{н.тр}$ - номинальная мощность одного трансформатора, кВА;

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора ($K_3=0,65 - 0,7$).

$$N_{\min} = \frac{7624,46}{1600 \cdot 0,65} = 7,4 \approx 8 \text{ шт.}$$

Результаты выбора трансформаторов цеховых подстанций сводим в таблицу 3.1

Таблица 3.1 Выбор трансформаторов цеховых подстанций

| Наименование ТП | Потребители электроэнергии | Место нахождения ТП | Расчетная нагрузка ТП, кВА | Ном. мощность трансформатора, кВА | Ко-во трансформаторов | Марка трансформатора |
|-----------------|----------------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------|----------------------|
| ТП-1 | Цех 1,4 | Цех 1 | 1466,75 | 1600 | 2 | ТМ 1600/10 |
| ТП-2 | Цех 2 | Цех 2 | 1717,95 | 1600 | 2 | ТМ 1600/10 |
| ТП-3 | Цех 3,5 | Цех 3 | 1561,93 | 1600 | 2 | ТМ 1600/10 |
| ТП-4 | Цех 6,7,8,9 | Цех 6 | 1471,13 | 1600 | 1 | ТМ 1600/10 |
| ТП-5 | Цех 10, 11,12,13,14 | Цех12 | 1406,7 | 1600 | 2 | ТМ 1600/10 |

На ТП устанавливаем дополнительно трансформатор в связи с тем, что подстанция питает потребителей первой категории надежности.

Потери мощности в трансформаторе принимаем из потерь холостого хода, а также из нагрузочных потерь. Принимаемые потери имеют зависимость от фактических нагрузок трансформатора.

Потери активной мощности:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_x + \Delta P_{\kappa} K_{\phiз}^2, \quad (3.3)$$

где ΔP_x – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

ΔP_k – активные потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$K_{фз}$ – фактический коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta P_{тр} = 1,9 + 12,2 \cdot 0,7^2 = 7,9 \text{ кВт (ТМ-1600/10)}.$$

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q_x + \Delta Q_k K_{фз}^2, \quad (3.4)$$

где $\Delta Q_x = S_{н.тр} \cdot i_x / 100$ – значение реактивных потерь холостого хода трансформаторов, кВАр;

$\Delta Q_k = S_{н.тр} \cdot u_k / 100$ – значения реактивных потерь короткого замыкания трансформаторов, кВАр;

i_x, u_k – соответственно ток холостого хода и напряжение короткого замыкания, %.

По представленным формулам необходимо выполнить расчет потерь мощности в выбранных силовых трансформаторах завода.

$$\Delta Q_{тр} = 20,8 + 88 \cdot 0,72 = 84,16 \text{ кВАр (ТМ-1600/10)}$$

4 Выбор напряжения и схемы внешнего электроснабжения

4.1 Выбор величины напряжения

Для определения величины напряжения электроснабжения завода железобетонных конструкций, требуется определить расчетным способом величину нагрузки, удаленность от источника высокого напряжения, а также определить количество сторонних потребителей.

Экономически целесообразное напряжение питающих линий определяем по формуле Илларионова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (4.1)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность нагрузки предприятия, на шинах высокой стороны главной понизительной подстанции, МВт.

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{15,9}}} = 69,4 \text{ кВ.}$$

При условии:

$$U_p \leq U_{cm} \cdot I, I.$$

Т.к. стандартизированное напряжение в 35кВ не подходит под это условие выбираем – 110кВ.

На ГПП, устанавливаем два понижающих трансформатора одинаковой единичной мощности.

Мощность трансформаторов выбираем такой, определяемой из расчета резервирования. В результате резервирования при аварийном отключении

трансформатора, или же при выводе трансформатора в ремонт производится переключение нагрузки на работающий трансформатор.

Согласно ГОСТ 14209-85 для трансформатора допускается длительная аварийная перегрузка 40%.

$$S_{н.тр} = \frac{S_{рГПП}}{2 \cdot K_3}, \quad (4.2)$$

$$S_{н.тр} = \frac{15953,5}{2 \cdot 0,7} = 11395,4 \text{ кВА}.$$

Выбираем ТП марки ТДН-16000/110.

При переключении нагрузки на один трансформатор который остается в работе в качестве резервного определяем значение допустимой перегрузки, при отключениях потребителей III категории надежности:

$$1,4 \cdot S_{н.тр} > S_{рГПП}, \quad (4.3)$$

$$1,4 \cdot 16000 = 22400 \text{ кВА} \geq 15953,5 \text{ кВА}.$$

Определение суммарных потерь мощностей трансформатора складывается из определения потерь холостого хода, а также нагрузочных потерь, которые зависят от нагрузок трансформатора.

Потери активной мощности по формуле 3.3:

$$\Delta P_{тр} = 19 + 120 \cdot 0,7^2 = 77,8 \text{ кВт (ТДН- 16000/110)}.$$

Потери реактивной мощности по формуле 3.4:

$$\Delta Q_{тр} = 120 + 1600 \cdot 0,72 = 1272 \text{ кВАр (ТДН 16000/110)}.$$

На рисунке 4.1 Представлена принимаемая схема внешнего электроснабжения завода железобетонных конструкций.

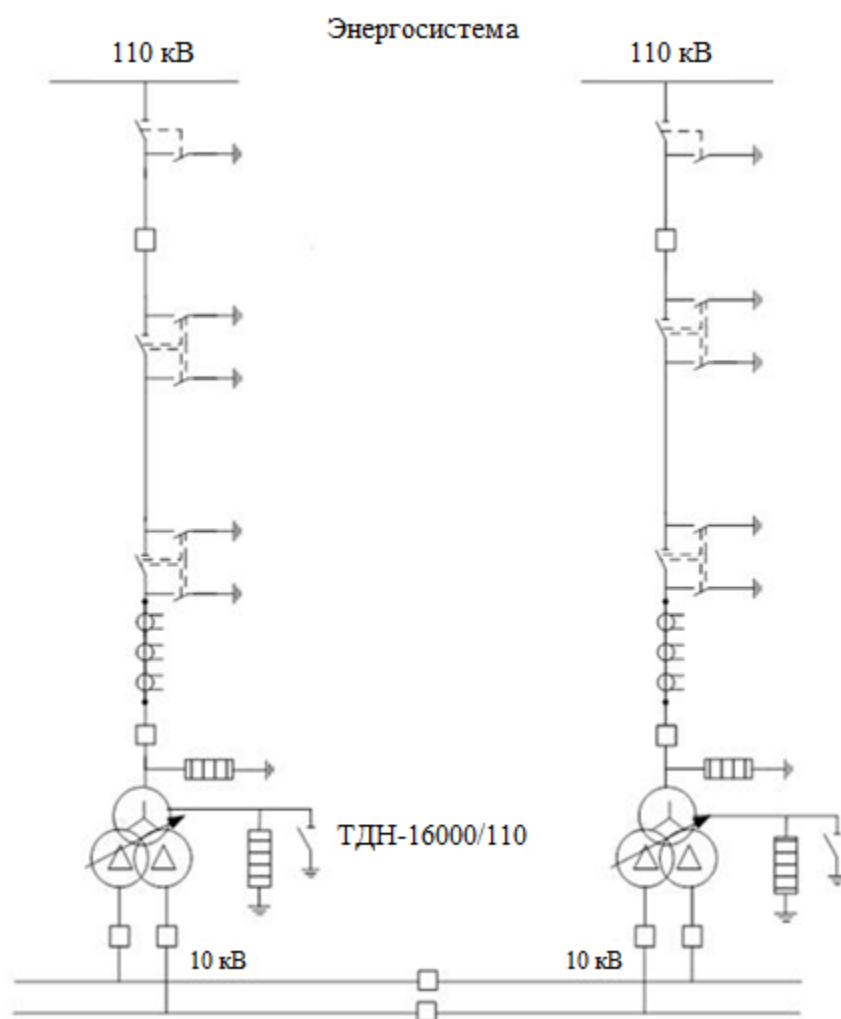


Рисунок 4.1 – Схема внешнего электроснабжения завода железобетонных конструкций

5 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения

5.1 Выбор величины напряжения

Выбор величины напряжения внутреннего электроснабжения завода зависит от величины нагрузки.

Выбрав в главе 4 напряжения на шинах ГПП величиной 10 кВ, и не имея на заводе потребителей с нагрузкой в 6 кВ принимает величину напряжения внутреннего электроснабжения 10 кВ.

Распределение электроэнергии 10 кВ экономически выгодно, так как сокращаются потери напряжения.

Для электрооборудования завода принимаем напряжение величиной 0,4 кВ.

5.1.2 Построение схемы внутренней электрической сети

Для внутреннего электроснабжения завода железобетонных конструкций произведем выбор величины напряжения.

Внутреннее распределение электрической энергии заводов и промышленных предприятий выполняются по радиальной, смешанной или магистральной схеме. Выбор схемы распределения напрямую зависит от категории надежности потребителей электрической энергии.

Для выбора схемы распределения электрической энергии, завода железобетонных конструкций ознакомимся с теорией. Как говорилось выше, существуют три известные схемы распределения, рассмотрим каждую из них более подробно.

Рассматривая смежную схему распределения, можно сказать что она является одной из самых надежных, так как в ней используются оптимальные условия для распределения электрической энергии между цехами предприятия, в нашем же случае использование данной схемы практически невозможно из-за большой нагрузки цехов.

В магистральной схеме преимуществом является использование в качестве проводников электрической энергии кабельных линий, по всей длине прокладываемых кабелей возможно присоединения потребителей и распределительных устройств.

Третьей схемой распределения электроэнергии на промышленных предприятиях является радиальная схема. В радиальной схеме отличительной особенностью является отсутствие ответвлений. На промышленных предприятиях с большими нагрузками цехов данная схема является наиболее актуальной.

при проектировании систем электроснабжения на промышленных предприятиях часто используют магистральные и радиальные схемы, в связи с большими нагрузками потребителей предприятий.

Для рассматриваемого предприятия имеющего потребителей первой категории рационально использование радиальной и магистральной схем.

Принимаем для завода железобетонных конструкций систему внутреннего электроснабжения по радиальной и магистральной схеме используя двухтрансформаторные подстанции.

5.1.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Влияние на способ распределения электрической энергии по территории промышленного предприятия оказывает зависимость от величины мощности цехов. Остальными немаловажными критериями являются: расположения цехов на территории завода, плотность застройки, коммуникации предприятия, тип грунта.

Самый распространенный способ прокладки кабельных линий на территориях промышленных предприятий это способ прокладки в земле.

Часто встречается в практики проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий способ прокладки по воздуху, в кабельных галереях или же лотках, но такой способ более

эффективен внутри цехов.

Отсюда принимаем для рассматриваемого предприятия способ прокладки кабельных линий в земле, как наиболее экономически целесообразный, а также простой в реализации проекта.

В местах где кабельные трассы пересекают автомобильные дороги, железнодорожные пути, кабеля прокладываем в железобетонном коробе.

Для прокладки используем кабель марки ААП2л.

В зданиях кабельные линии напряжением 10 кВ прокладываем открыто в лотках, как и кабельные линии 0,4 кВ.

5.1.4 Расчёт питающих линии

Проводим расчет питающих кабельных линий с величиной напряжения в 10 кВ путем определения плотности тока, которой в последствии проверяем с допустимым для принимаемой кабельной линии. Принимая во внимания эксплуатационные условия работы кабелей: режим работы – нормальный; условие прокладки – в земле. Так же стоит учесть токи перегрузок, потери напряжения и термическую стойкость к короткому замыканию.

По результатам расчетов производим окончательный выбор кабелей напряжением 10 кВ и заносим в таблицу 5.1.

Так же производим расчет кабельных линий низкого напряжения 0,4 кВ. Выбор кабелей 0,4 кВ осуществляем согласно значению допустимого тока кабеля, и результат также заносим в таблицу 5.1.

Определяем расчетный ток кабельной линии при нормальном режиме работы:

$$I_{\text{рк}} = \frac{S_{\text{рк}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (5.1)$$

где $S_{\text{рк}}$ - передаваемая мощность кабеля при нормальном режиме работы, кВ·А.

Определяем сечения кабельных линий согласно значению плотности тока:

$$F_3 = \frac{I_{PK}}{j_3}, \quad (5.2)$$

где j_3 - плотность тока кабельной линии, которая зависит от воздействия на кабель максимальной нагрузки, а так же его типа [4] (Принимаем $j = 1,4$).

В результате полученного значения производим выбор кабеля по меньшему стандартному значению относительно экономической целесообразности.

Произведем расчет допустимого тока кабельной линии учитывая условия его прокладки:

$$I_d^1 = k_n \cdot k_t \cdot I_d > \frac{I_{PK}}{N_k}, \quad (5.3)$$

где k_n - коэффициент учитывающий количество параллельно прокладываемых кабелей, считается поправочным [4];

k_t - температурный коэффициент среды, в которой прокладывается кабельная линия [4];

N_k - количество кабельных линий совместно прокладываемых.

Определяем допустимую перегрузку кабеля, при послеаварийном режиме:

$$I_{ав}^1 = k_{ав} \cdot I_d^1 > \frac{I_{ав}}{N_k}, \quad (5.4)$$

где $k_{ав}$ - коэффициент учитывающий перегрузку [4].

Найдем потери напряжения в кабеле:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{N_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_d = 5\% , \quad (5.5)$$

где P_p, Q_p - нагрузки на кабельную линию, активная и реактивная;

x_0, r_0 - индуктивное сопротивление кабельной линии, Ом/км.

Полученное расчетное значение потерь напряжения в кабеле не превышает допустимого, установленного ПУЭ значения.

Кабельные линии широко применяются в распределительных сетях предприятий. В настоящее время наиболее актуальны кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Следует отметить, что такая изоляция для кабельных линий 6-10 кВ, которыми обычно выполняются распределительные сети на предприятиях, пока не нашла широкого применения. Поэтому используем кабели с поливинилхлоридной изоляцией.

Таблица 5.1 Расчет питающих линий

| Кон. пункты КЛ | Pp, кВт | Qp, кВар | Spк, кВА | Ip, кА | Fэ, мм | Fтс, мм | Кабель | | Способ прокладки | Нагрузка на кабель | | Iдоп, А | Kп, о.е | Kт, о.е | Гдоп, А | Kав, о.е | Iав, А | L, км | r0, Ом/км | X0, Ом/км | ΔU, % |
|----------------|---------|----------|----------|--------|--------|---------|--------|------------|------------------|--------------------|--------|---------|---------|---------|---------|----------|--------|-------|-----------|-----------|-------|
| | | | | | | | Кол-во | тип | | норм. | п/ав | | | | | | | | | | |
| Кабель 10 кВ | | | | | | | 2,0 | | | | | | | | | | | | | | |
| ГПП-ТП1 | 442,5 | 202,27 | 486,55 | 28,09 | 20,06 | 53,0 | 2,0 | ААШв(3*50) | в траншее | 28,1 | 56,18 | 165 | 0,87 | 0,90 | 129,20 | 1,15 | 148,57 | 0,15 | 0,62 | 0,09 | 0,04 |
| ТП1-ТП2 | 204,5 | 221 | 301,12 | 17,38 | 12,42 | 53,0 | 2,0 | ААШв(3*50) | в траншее | 17,4 | 34,77 | 165 | 0,87 | 0,90 | 129,20 | 1,15 | 148,57 | 0,21 | 0,62 | 0,09 | 0,03 |
| ГПП-ТП3 | 454,9 | 746,37 | 874,06 | 50,46 | 36,05 | 53,0 | 2,0 | ААШв(3*70) | в тоннеле | 50,5 | 100,93 | 130 | 0,87 | 1,00 | 113,10 | 1,15 | 130,07 | 0,35 | 0,44 | 0,09 | 0,09 |
| ГПП-ТП4 | 454,9 | 746,37 | 874,06 | 50,46 | 36,05 | 53,0 | 2,0 | ААШв(3*70) | в тоннеле | 50,5 | 100,93 | 130 | 0,87 | 1,00 | 113,10 | 1,15 | 130,07 | 0,35 | 0,44 | 0,09 | 0,09 |
| ГПП-ТП5 | 416,4 | 700,01 | 814,51 | 47,03 | 33,59 | 53,0 | 2,0 | ААШв(3*70) | в тоннеле | 47 | 94,05 | 130 | 0,87 | 1,00 | 113,10 | 1,15 | 130,07 | 0,30 | 0,44 | 0,09 | 0,07 |

6 Выбор основного оборудования и токоведущих частей

6.1 Выбор оборудования низкого напряжения ГПП

При выборе электрооборудования системы электроснабжения промышленного предприятия следует иметь в виду, большая часть оборудования применяется в виде комплектов. На сторону низкого напряжения ГПП выбирается комплектное распределительное устройство внутренней установки (КРУ) типа D-12РТ с вакуумным выключателем типа ВВ/TEL-10. При этом сборные шины и шкафы выбираются на номинальный ток 630 А. Этот выбор обусловлен током утяжеленного режима (питание предприятия через один трансформатор ГПП):

$$I_{\text{раб.ут.}} = \frac{S_{\text{р.п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6.1)$$

$$I_{\text{раб.ут.}} = \frac{5070}{\sqrt{3} \cdot 10} = 293 \text{ А.}$$

Выбор шинного моста 10кВ.

Исполнение шинного моста осуществляется гибкими проводами. Выбор сечений гибким проводом осуществляется по значению длительного допустимого тока при условии утяжеленного режима, когда происходит максимальный нагрев. Сечение определяется по экономической плотности тока. Для неизолированных проводов при $T_M = 6400$ часов $j_9 = 1,0 \text{ А/мм}^2$ [7].

$$I_{\text{ном}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 231 \text{ А}; \quad F_9 = \frac{231}{1,0} = 231 \text{ мм}^2.$$

Выбирается провод марки АС-185/29, $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$.

Выбранный провод проверяется по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{доп}} = 510\text{А} > I_{\text{раб.ут}} = 293\text{А}.$$

Выбор выключателей 10 кВ.

Выключатель в цепи силового трансформатора на стороне низкого напряжения и секционный выключатель выбираются по утяжелённому режиму. Для вводного выключателя $I_{\text{раб.ут}}=293\text{А}$. Для секционного в два раза меньше, то есть $I_{\text{раб}}=147\text{А}$. Необходимые для выбора выключателей токи КЗ приведены в таблице 6.1 (точка КЗ).

Параметры выбранных выключателей занесены в таблицу 6.1. Методика выбора аналогична, как для выключателей 110кВ. Все токи в таблице 6.1 приведены к напряжению 10 кВ.

Таблица 6.1 – Параметры выбранных выключателей 10 кВ

| Расчетные данные | Каталожные данные [5] |
|---|---|
| | Выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630-У2 |
| $U_{\text{уст}} = 10\text{кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10\text{ кВ}$ |
| $I_{\text{раб.ут.}} = 293\text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 630\text{ А}$ |
| $I_{\text{п.т}} = 2,22\text{ кА}$ | $I_{\text{откл.ном}} = 12,5\text{ кА}$ |
| $i_{\text{а.т}} = 2,10\text{ кА}$ | $i_{\text{а.ном}} = 7,07\text{кА}$ |
| $\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + i_{\text{а.т}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 2,22 + 1,72 =$ $= 4,86\text{кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} + i_{\text{а.ном}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,5 + 7,07 = 24,7\text{кА}$ |
| $I_{\text{п.о.}} = 2,22\text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 12,5\text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд}} = 5,71\text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 32\text{ кА}$ |
| $W_{\text{к}} = 7,79\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 3 = 469\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Примечание:

$$i_{\text{а.т}} = 3,14 \cdot e^{-t_{\text{св}}/0,05} = 3,14 \cdot e^{-0,02/0,05} = 2,10\text{ кА};$$

$$B_k = 2,22^2 \cdot (1,5 + 0,03 + 0,05) = 7,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630-У2 также устанавливаются на отходящие от ГПП линии.

Выбор трансформаторов тока 10 кВ.

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст.}}$;
- по номинальному току $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.ут.}}$;
- электродинамическая стойкость;
- термическая стойкость;
- класс точности.

Выбор трансформаторов тока осуществляется согласно ПУЭ, поэтому принимаются трансформаторы тока с двумя вторичными обмотками, одна обмотка служит для учета потребления электрической энергии, вторая для осуществления релейной защиты.

Определим максимальный рабочий ток, который протекает по вводу выключателю 10 кВ (требуется производить выбор из условия, при котором один трансформатор отключен и секция запитывается от секционного выключателя) $I_{\text{max}} = 293 \text{ А}$.

Выбирается трансформатор тока типа ТОЛ-10-У2 с номинальным током первичной обмотки $I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ А}$, для которого значение класса точности вторичных обмоток равен 0,5/10Р. Результат проведенных расчетов заносим в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Параметры трансформаторов тока 10кВ

| Расчётные данные | Каталожные данные[5] |
|----------------------------------|----------------------------------|
| | ТОЛ-10-У3 |
| $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{max}} = 293 \text{ А}$ | $I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ А}$ |

| | |
|--|---|
| $i_{уд} = 5,71 \text{ кА}$ | $I_{дин} = 100 \text{ кА}$ |
| $B_k = 7,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

На каждую секцию сборных шин 10 кВ устанавливается на вводе по одному вольтметру и амперметру и по счётчику активной и реактивной энергии. В ячейках линий, отходящих от секций, и в ячейке секционного выключателя - по одному амперметру. Вторичная нагрузка трансформаторов тока, установленных во вводных ячейках, приведена в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Нагрузка трансформаторов тока

| Прибор | Тип | Нагрузка по фазам, В·А | | |
|-----------|-------------|------------------------|---|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | ЕА3020 | 0,5 | - | - |
| Ваттметр | ЦЛ2134 | 0,5 | - | 0,5 |
| Счетчик | «ЕвроАльфа» | 2 | 2 | 2 |
| Итого: | | 3 | 2 | 2,5 |

Сопротивление приборов определяется по выражению из [10]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.2)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами, В·А,

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, А.

Согласно данным таблицы 6.3 самая нагруженная фаза «А». Тогда:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимается 0,1 Ом. Сопротивление

соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие [10]:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (6.3)$$

где $Z_{2\text{ном}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Следовательно, допустимое сопротивление провода выражается:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (6.4)$$

Для ТОЛ-10- У2 в классе точности 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$. Тогда допустимое сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,12 - 0,1 = 0,18 \text{ Ом}.$$

Сечение соединительных проводов определяем по формуле:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (6.5)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода, Ом/мм²;

$l_{\text{расч}}$ - расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, м.

Для ГПП применяется кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 6м. Удельное сопротивление алюминиевых

жил $\rho = 0,0283 \text{ Ом/мм}^2$ [10].

$$F = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,18} = 0,94 \text{ мм}^2.$$

Принимается контрольный кабель сечением 4 мм^2 .

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4} = 0,03 \text{ Ом}.$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,03 + 0,12 + 0,1 = 0,25 \text{ Ом}.$$

Полученное значение нагрузки меньше номинальной допустимой, значит, заданная точность трансформатора тока при классе точности 0,5 будет обеспечена.

Для питания схем релейной защиты от замыкания на землю на отходящие линии устанавливаются трансформаторы нулевой последовательности типа ТЗРЛ-70У2.

Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- По номинальному напряжению $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;
- Конструкции и схеме соединения обмоток;
- Классу точности;
- Вторичной нагрузке.

Выбираются трансформаторы напряжения типа ЗНОЛП-10У2 с классом точности вторичной обмотки 0,5.

Таблица 6.4 – Параметры трансформаторов напряжения [5]

| Параметр | Каталожные данные |
|---|-------------------------------------|
| | Трансформатор напряжения ЗНОЛП-10У2 |
| Номинальное напряжение | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ |
| Наибольшее рабочее напряжение | 12 кВ |
| Номинальное напряжение вторичной обмотки | $100/\sqrt{3} \text{ В}$ |
| Номинальное напряжение дополнительной обмотки | 100 В |
| Номинальная мощность при классе точности 0,5 | 75 В·А |
| Предельная мощность | 630 В·А |

Таблица 6.5 – Нагрузка трансформатора напряжения

| Наименование прибора | Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А | cosφ | Потребляемая мощность | | |
|----------------------|--|------|-----------------------|-----|------|
| | | | Вт | вар | В·А |
| Вольтметр ЕВ3020 | 9 | 1 | 9 | 0 | 9 |
| Ваттметр ЦЛ2134 | 10 | 1 | 10 | 0 | 10 |
| Счетчик «ЕвроАльфа» | 2 | 0,55 | 1,1 | 1,7 | 2 |
| Итого: | - | - | 20,1 | 1,7 | 20,2 |

Вторичная нагрузка трансформатора $S_{2\Sigma} = 20,2 \text{ В}\cdot\text{А}$. Это значение нагрузки меньше номинальной, значит, заданная точность трансформатора тока при классе точности 0,5 будет обеспечена.

Выбор трансформаторов собственных нужд.

Нагрузка СН подстанции определяется по формуле:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}, \quad (6.6)$$

где k_c - коэффициент спроса.

В ориентировочных расчётах можно принять $k_c = 0,8$.

Мощность трансформаторов выбирается из условия:

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{k_{II}}, \quad (6.7)$$

где k_{II} - коэффициент допустимой аварийной перегрузки, $k_{II} = 1,4$.

Согласно [11] ориентировочная установленная мощность потребителей СН для подстанций 110/10 кВ составляет 110 кВ·А. Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 110 = 88 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

$$S_m \geq \frac{88}{1,4} = 62,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаются два трансформатора с литой изоляцией ТЛС-40/10 УЗ, которые присоединяется к шинному мосту 10 кВ. Защищены трансформаторы предохранителями ПКТ-101-10-5-12,5УЗ и монтируются в ячейках КРУ.

От трансформаторов запитывается щит СН, выполняемый по схеме одиночной системы сборных шин, секционированной автоматическим выключателем. Все приемники СН подключаются по системе TN-S. Цепи питания СН приведены в ГЧ 140211-11-СХ.02.ЭЗ. Щит СН устанавливается в закрытом помещении КРУ.

Источник оперативного тока на подстанции.

На проектируемой ГПП применен выпрямленный оперативный ток. В качестве источника оперативного тока применено комбинированное питание от трансформаторов тока и напряжения одновременно, а также от трансформаторов СН.

6.1.2 Выбор устройств компенсации реактивной мощности

Согласно расчетам, проведенным в разделе 3, нет необходимости установки конденсаторных батарей на стороне 0,4 кВ цеховых ТП.

Определение мощности высоковольтных батарей конденсаторов, подключаемых к секциям шин 10 кВ ГПП, производится из условия баланса реактивных мощностей [9]:

$$Q_0 = \sum_i^4 (Q_{pi} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{Т.ГПП} - Q_{эс}. \quad (6.8)$$

Значения расчетных реактивных нагрузок с учетом потерь в трансформаторах цеховых ТП берутся из таблицы 5.1. Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП $\Delta Q_{Т.ГПП} = 0,366$ Мвар. Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая от энергосистемы $Q_{эс} = 1,3$ Мвар. Тогда:

$$Q_0 = 3,934 + 0,366 - 1,3 = 3 \text{ Мвар} > 0.$$

Значит, необходима установка высоковольтных конденсаторных батарей. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет две секции шин, следовательно, на каждую секцию шин устанавливаются по два шкафа с конденсаторными батареями на 750 квар. Значит суммарная мощность конденсаторных батарей $\Sigma Q_{БК} = 3$ Мвар.

Далее определяется расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП [9]:

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{\sum_i^4 (Q_{pi} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T.ГПП} - \Sigma Q_{БК}}{P_{p.л.} + \Delta P_{T.ГПП}}, \quad (6.9)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{3,934 + 0,366 - 3}{4,9 + 0,044} = 0,26.$$

Расчетное значение $\operatorname{tg}\varphi_p$ должно быть равно заданному энергосистемой значению $\operatorname{tg}\varphi_3$ или незначительно отличаться от него из-за дискретности шкалы компенсирующих устройств.

6.1.3 Выбор оборудования цеховых ТП

На стороне высокого напряжения цеховых ТП устанавливаются выключатели нагрузки типа ВВП-10 с пружинным приводом и предохранители типа ПКТ для защиты силовых трансформаторов.

Условия выбора выключателей нагрузки:

1. Номинальное напряжение выключателя $U_{ном} \geq U_{н.сети}$, где $U_{н.сети}$ – номинальное напряжение сети.

2. Номинальный ток выключателя $I_{ном} \geq I_{норм.расч.}$, где $I_{норм.расч.}$ – расчетное значение тока в нормальном режиме работы.

Результаты выбора сведены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Выключатели нагрузки и предохранители

| ТП | $U_{ном}$, кВ | I_p , А | $I_{утяж}$, А | $I_{п.о.кз}$, кА | Тип выключателя нагрузки | Тип предохранителя |
|------|-------------------|-----------|-------------------|----------------------|-----------------------------|-----------------------|
| ТП 1 | 10 | 28 | 56 | 2,22 | ВВП-10/630-20У3 | ПКТ-104-10-60 |
| ТП 2 | 10 | 17 | 34 | 2,22 | ВВП-10/630-20У3 | ПКТ-103-10-60 |
| ТП 3 | 10 | 50 | 100 | 2,22 | ВВП-10/630-20У3 | ПКТ-103-10-120 |
| ТП 4 | 10 | 50 | 100 | 2,22 | ВВП-10/630-20У3 | ПКТ-102-10-120 |
| ТП 5 | 10 | 47 | 94 | 2,22 | ВВП-10/630-20У3 | ПКТ-102-10-100 |

Выбор автоматического выключателя осуществляется по его функциональному назначению, роду тока и напряжения и величине мощности.

Уставки токов расцепителей определяют по следующим соотношениям:

для силовых групповых электроприёмников:

а) ток уставки теплового расцепителя $I_{расц} \geq 1,1I_{макс}$;

б) ток уставки электродинамического расцепителя $I_{э} \geq 1,2(I_{пуск} + I_{макс})$.

На стороне низкого напряжения цеховых ТП устанавливаются автоматические выключатели типа ВА-45 компании ЕКФ (ООО «Электротехническая компания «Флавир»). Выбор вводных и секционных выключателей производится по величине тока короткого замыкания в точке К4, а также по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах. Результаты выбора сведены в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 – Автоматические выключатели

| ТП | I_p , А | $I_{утяж}$, А | $I_{п.о.К4}$, кА | Тип выключателя |
|------|-----------|----------------|-------------------|-----------------|
| ТП 1 | 1660 | 3320 | 23,1 | ВА-45 4000/3 |
| ТП 2 | 1233 | 2466 | 23,1 | ВА-45 3200/3 |
| ТП 3 | 1196 | 2392 | 23,1 | ВА-45 3200/3 |
| ТП 4 | 340 | 680 | 23,1 | ВА-45 2000/3 |
| ТП 5 | 340 | 680 | 23,1 | ВА-45 2000/3 |

Таким образом, был произведен выбор основного оборудования КРУ 10кВ ГПП, а также цеховых ТП, которое удовлетворяет всем необходимым техническим условиям.

7 Разработка релейной защиты и автоматики

7.1 Релейная защита систем электроснабжения

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита (РЗ) от повреждений и ненормальных режимов работы.

К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

Устройства РЗ от повреждений трансформаторов включают в себя дифференциальную, газовую защиты, а также токовую отсечку.

Устройства РЗ от ненормальных режимов работы трансформатора - максимальная токовая защита и защита от перегрузок.

В данном разделе необходимо произвести расчет уставок релейной защиты силового трансформатора ГПП с применением микропроцессорного устройства РС83-ДТ2.

Устройство дифференциальной защиты трансформатора РС83-ДТ2

Основная защита силового трансформатора 110/10 кВ и автоматика его вводного выключателя.

Дифференциальная защита двигателя или генератора.

Функции защиты и автоматики:

- дифференциальная отсечка;
- дифференциальная защита с торможением, блокировкой от броска тока намагничивания и перевозбуждения;

- четыре ступени максимальной токовой защиты (МТЗ);
- две ступени защиты от замыканий на землю (ЗНЗ);
- две ступени защиты по току обратной последовательности (ОБР);
- внешние защиты (ВЗ) с пуском от внешних датчиков через дискретные входы;
- дуговая защита ячейки КРУ с оптоволоконным датчиком;
- двукратное АПВ;
- АЧР и ЧАПВ;
- УРОВ;
- автоматика и управление выключателем;
- питание по цепям тока и дешунтирование;
- фиксирующий осциллограф, журналы событий и аварий;
- две группы уставок;
- интерфейсы RS-485, USB.

Таблица 7.1 Технические характеристики

| | |
|---|--|
| Номинальный ток | 5 А |
| Номинальное напряжение цепи 3U0 | 100 В |
| Диапазон уставок ДТ по начальному току срабатывания | 0,5- 5 А |
| Диапазон уставок ДТ по коэффициенту торможения | 0-0,9 |
| Диапазон уставок ДО по току срабатывания | 5-60 А |
| Диапазон уставок МТЗ и ЗНЗ по расчетному току | 1-120А |
| Диапазон уставок ЗНЗ по измеренному току | 0,02-5А |
| Номинальное напряжение питания | (~/=) 220 (110) В, допускается повышение напряжение до 400 В действующего значения на переменном напряжении и до 450 В на постоянном |
| Потребление по цепям питания | 5 Вт + 0,25 Вт на каждое сработавшее реле |
| Диапазон рабочих температур | от минус 40°С до плюс 70°С |
| Количество дискретных входов | от 8 до 18 |
| Количество выходных реле | от 8 до 16 |

Особенности устройства:

Для дифференциальной защиты может выполняться автоматическая компенсация сдвига фаз при разных группах соединения силового трансформатора путем задания уставок 0 гр, 1гр или 11гр. Для дифференциальной защиты может вводиться блокировка от бросков тока намагничивания по 2 гармонике и от перевозбуждения по 5 гармонике дифференциального тока.

Каждая из четырех ступеней МТЗ может быть назначена на работу по току стороны высшего или низшего напряжения с независимой или разными видами зависимой ампер-секундной характеристики. Для каждой из ступеней МТЗ может быть введена или выведена блокировка от броска тока намагничивания по второй гармонике рабочего тока.

Каждая из ступеней ЗНЗ выполняется как направленная токовая защита нулевой последовательности с вводом/выводом направленности и пуском по напряжению нулевой последовательности. Каждая из ступеней ЗНЗ может быть назначена на работу по измеренному или расчетному (стороны ВН) току ЗИО. Назначение на работу по измеренному току ЗИО позволяет иметь диапазон уставок по току ЗНЗ от 0,02 А (вторичное значение), ориентированный на работу в сети с малыми токами замыкания на землю.

Назначение на работу по расчетному току ЗИО позволяет иметь диапазон уставок по току ЗНЗ до 120 А (вторичное значение), ориентированный на работу в сети с большими токами замыкания на землю.

7.1.2 Расчёт уставок защиты трансформаторас применением устройства РС83-ДТ2

Необходимо выбрать параметры настройки устройства РС83-ДТ2 для защиты силового трансформатора ТДН-16000/110, со схемой соединения обмоток Y/Δ - 11:

- на стороне высшего напряжения (ВН) – звезда;
- на стороне низшего напряжения (НН) – треугольник.

Номинальная мощность трансформатора - 16 МВ·А.

Номинальное напряжение - 110/10 кВ.

Диапазон регулирования РПН $\pm 6 \cdot 1,5\%$.

Максимальная нагрузка трансформатора - $S_{\text{нагр. max}} = 15953,5$ кВ·А (полная расчетная мощность предприятия).

Максимальное время защит линий, отходящих от шин низкого напряжения трансформатора, $t_{\text{max}} = 1,5$ с.

Токи КЗ в максимальном и минимальном режимах работы энергосистемы на стороне 110 кВ (точка К2) и шинах 10кВ (точка К3) приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Токи КЗ для расчета уставок защит трансформатора

| Расчётная точка КЗ | Режим энергосистемы | Ток КЗ |
|------------------------|---------------------|---|
| на стороне 110 кВ (К2) | максимальный | $I_{\text{К2 max}}^{(3)\text{ВН}} = 2520\text{А}$ |
| | минимальный | $I_{\text{К2 min}}^{(3)\text{ВН}} = 2050\text{А}$ |
| на стороне 10 кВ (К3) | максимальный | $I_{\text{К3 max}}^{(3)\text{НН}} = 2119\text{А}$ |
| | минимальный | $I_{\text{К3 min}}^{(3)\text{НН}} = 1985\text{А}$ |

На рисунке 7.2 показано место установки защиты трансформатора и точки повреждения, в которых необходимо знать токи КЗ для расчёта уставок защит.

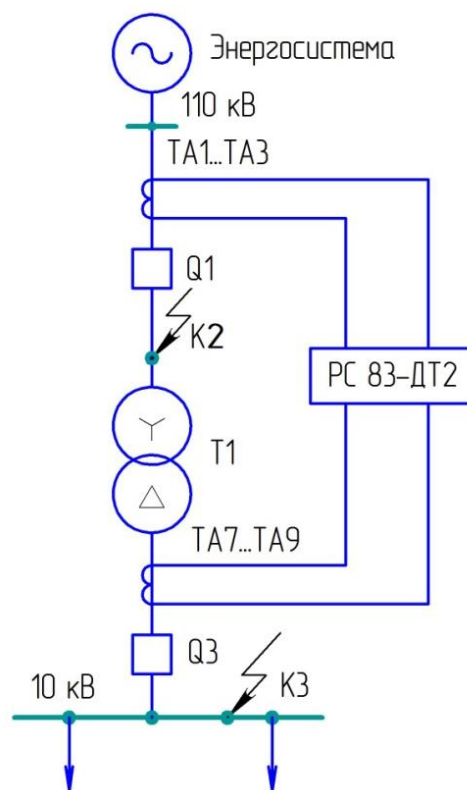


Рисунок 7.1 – Расположение точек КЗ для расчёта уставок защит трансформатора

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ в точке КЗ к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле из источника [13]:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)\text{ВН}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)\text{НН}}}{k_{\text{T}}}, \quad (7.1)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(3)\text{НН}}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ (точка КЗ);

k_{T} - коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений - 110/10 кВ. Он приводит значение тока короткого замыкания, найденного на ступени напряжения 10 кВ, к

ступени напряжения 110 кВ.

По формуле (7.1) ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на шинах 10 кВ (точка К3), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K3\max}^{(3)BH} = \frac{2119}{110/10} = 630 A.$$

По формуле (7.1) ток трехфазного короткого замыкания в минимальном режиме на шинах 10 кВ (точка К3), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K3\min}^{(3)BH} = \frac{1985}{110/10} = 590 A.$$

Произведем выбор трансформаторов тока и занесем результат в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 - Выбор трансформаторов тока

| Наименование величины | Численное значение для сторон | |
|--|---|---|
| | ВН/110 кВ | НН/11кВ |
| Номинальный ток трансформатора ТДН-16000/110, А | $I_{\text{НОМ}}^{BH} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}1}}$ $I_{\text{НОМ}}^{BH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 62,4 A$ | $I_{\text{НОМ}}^{HH} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}2}}$ $I_{\text{НОМ}}^{HH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 210 A$ |
| Схема соединения обмоток силового трансформатора | Y | Δ |
| Схема соединения трансформаторов тока | Δ | Y |
| Коэффициент схемы (K_{CX}) | $\sqrt{3}$ | 1 |
| Расчётный коэффициент трансформации трансформаторов тока | $K_{\Delta} = \frac{K_{\text{CX}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{BH}}{5}$ | $K_Y = \frac{K_{\text{CX}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{HH}}{5}$ |

| | | |
|---|--|---|
| | $K_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 62,4}{5} = \frac{108}{5}$ | $K_Y = \frac{1 \cdot 210}{5} = \frac{210}{5}$ |
| Принятый коэффициент трансформации трансформаторов тока | $K_{ТТ.ВН} = \frac{150}{5}$ | $K_{ТТ.НН} = \frac{300}{5}$ |

Защита от перегрузки устанавливается на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН определяется согласно [13] по формуле:

$$I_{\text{ПЕР}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}, \quad (7.2)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки, $k_{\text{отс}} = 1,05$ [14];

k_B - коэффициент возврата, $k_B = 0,95$ [14].

Ток срабатывания защиты от перегрузки равен:

$$I_{\text{ПЕР}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 62,4 = 69,0 \text{ А.}$$

Защита от перегрузки включена на те же трансформаторы тока, что и токовая отсечка и максимальная токовая защита со схемой соединения в треугольник. Поэтому ток срабатывания реле защиты от перегрузки (МТЗ 3) равен [13]:

$$I_{\text{СР.ПЕР}} \geq \frac{I_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{сх.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}; \quad (7.3)$$

$$I_{\text{СР.ПЕР}} \geq \frac{69,0 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 3,98 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ 3 может изменяться от 2,0 до 60,0 А, с шагом

0,1, поэтому за ток уставки МТЗ 3 принимается ближайший ток, который можно выставить в устройстве РС83-ДТ2.

Принимается $I_{\text{СР.ПЕР}} = 4,0\text{А}$.

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит по формуле:

$$t_{\text{ПЕР}} = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t, \quad (7.4)$$

Время срабатывания защиты от перегрузок МТЗ 3 равно:

$$t_{\text{ПЕР}} = 2,0 + 0,5 = 2,5\text{с.}$$

Выдержка времени используется в МТЗ 3 устройства РС83-ДТ2.

В таблице 7.4 приведены выбранные параметры настройки (уставки) защит трансформатора, выполненных с применением устройства РС83-ДТ2.

Таблица 7.4 – Параметры настройки защит трансформатора

| Наименование параметра | Диапазон регулирования | Параметр |
|--|-------------------------|----------|
| Дифференциальная защита | | |
| Коэффициент выравнивания по току для стороны ВН, $K_{В1}$ | 0,1÷5,0 через 0,01 | 1,39 |
| Коэффициент выравнивания по току для стороны НН, $K_{В2}$ | 0,1÷5,0 через 0,01 | 1,43 |
| Чувствительная степень дифференциальной защиты (ДТ) | | |
| Уставка чувствительной ступени ДТ по стороне ВН, $I_d >$ | (0,5÷10,0) А, шаг 0,1 А | 3,7 А |
| Уставка чувствительной ступени ДТ на стороне НН, $I_d >$ | (0,5÷10,0) А, шаг 0,1 А | 3,6 А |
| Уставка выдержки времени срабатывания ДТ, t | (0,01÷1,0) с, шаг 0,01с | 0,10 с |
| Диапазон уставок по току начала торможения: | (0,5÷10,0) А, шаг 0,1 А | 5,0 А |
| Коэффициент торможения | 0,5 | 0,5 |

| | | |
|--|--------------------|-----|
| Уставка фильтра тока по второй гармонике от составляющей первой гармоники дифференциального тока | (10÷30) %, шаг 1 % | 20% |
| Уставка фильтра тока по пятой гармонике от составляющей первой гармоники дифференциального тока | (10÷30) %, шаг 1 % | 20% |

Продолжение таблицы 7.4

| Грубая ступень дифференциальной защиты (ДО) | | |
|--|-------------------------|--------|
| Уставка грубой ступени ДО по стороне ВН, $I_d \gg$ | (5÷60,0) А, шаг 1 А | 18 А |
| Уставка грубой ступени ДО по стороне НН, $I_d \gg$ | (5÷60,0) А, шаг 1 А | 18 А |
| Уставка времени срабатывания ДО, t | 10-1000 мс, шаг 1 мс | 100 мс |
| Максимальная токовая защита | | |
| Уставка токовой отсечки (МТЗ 1), $I >$ | (2,0÷60,0) А, шаг 0,1 А | 47,3 А |
| Уставка выдержки времени (МТЗ 1) при $I/I_{уст} > 1$, t | (0,1÷25,0) с, шаг 0,1 с | 0,1 с |
| Уставка максимально-токовой защиты (МТЗ 2), $I >>$ | (2,0÷60,0) А, шаг 0,1 А | 8,7 А |
| Уставка выдержки времени (МТЗ 2) при $I/I_{уст} > 1$, t | (0,1÷25,0) с, шаг 0,1 с | 2,0 с |
| Уставка защиты от перегрузки (МТЗ 3), $I >>>$ | (2,0÷60,0) А, шаг 0,1 А | 4,0 А |
| Уставка выдержки времени (МТЗ 3) при $I/I_{уст} > 1$, t | (0,1÷25,0) с, шаг 0,1 с | 2,5 с |

7.1.3 Газовая защита

Газовая защита применяется для отключения трансформатора при образовании газообразных продуктов разложения масла в контуре охлаждения.

Нагрев масла с последующим выделением газа может быть вызван следующими причинами:

- замыканием между витков обмотки,

– так называемым «пожаром стали», когда пластины сердечника трансформатора гальванически соединяются между собой, вызывая потери и повышение температуры.

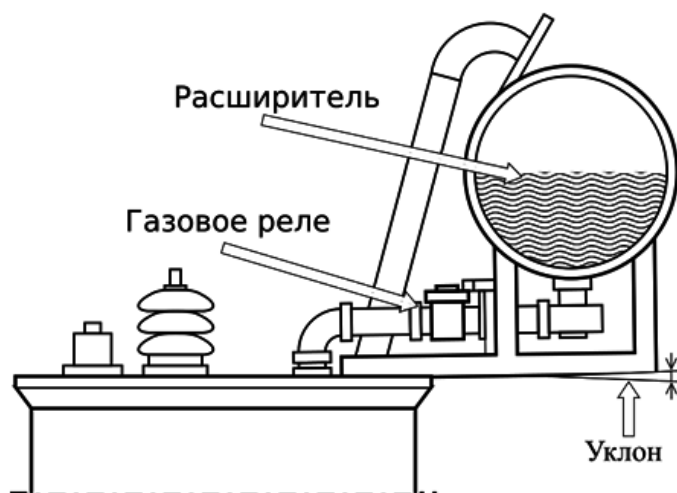


Рисунок 7.2 - Основные элементы газовой защиты

Указанные причины при локальном характере воздействия могут не обнаруживаться другими типами защиты. Вместе с тем образования горючих газов и повышения давления приводят к тяжелым авариям и выходу из строя трансформатора.

Конструктивно газовое реле включается в систему охлаждения до расширителя (Рис. 7.2).

Для облегчения прохождения газов трубопровод масла вместе с газовым реле имеют небольшой наклон (который может достигаться небольшим «завалом» всего трансформатора).

Срабатывание реле происходит при вытеснении масла из трубопровода продуктами термического разложения. Следует отметить, что понижения уровня может быть вызвано не электрическими причинами, такими как повреждение системы охлаждения, которое также приводит к перегреву и выходу трансформатора из строя.

Исторически самым первым типом газового реле является поплавковое (Рис. 7.3).

В таком реле датчиками уровня масла являются пустотельные металлические поплавки 1 и 2. При умеренном объеме газа масло вытесняется из корпуса реле и опускается верхний поплавок 1.

Поплавок 1 вращается вокруг оси 4, вызывая замыкание герметизированного контакта 3 связанным с ним магнитом 5.

В некоторых видах газовых реле вместо герконов используются ртутные переключатели. Замыкание верхнего поплавка связано с включением предупреждающей сигнализации и не приводит к отключению трансформатора.

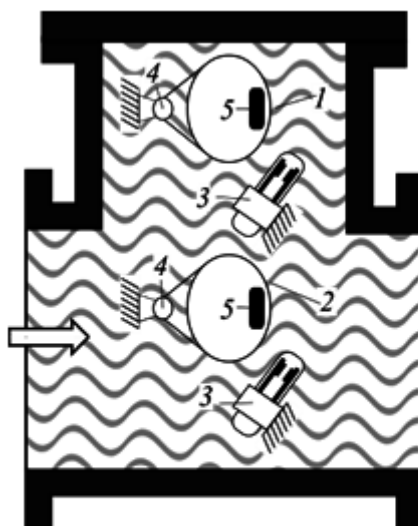


Рисунок 7.3 - Поплавковое реле газовой защиты

Если масло продолжает вытесняться из корпуса реле, нижний поплавок также опускается и запускает цепь отключения трансформатора.

Дальнейшим развитием газовых реле стали реле с чашечкообразными элементами, также известными как струйные (Рис. 7.4).

В таких реле датчиком снижения масла являются две металлические чаши 1 и 2 (изготовленными из алюминия). Эти чаши могут вращаться вокруг оси 3, вызывая замыкание контактов 4 и 6.

Пружина 7 подобрана так, чтобы при отсутствии масла в системе контакты надежно замыкались. Верхняя чашка, как и в случае с поплавковым реле, замыкают телесигнализацию, нижняя – отключает трансформатор.

При сильном нагреве трансформатора без образования электрической дуги, приводящей к выделению газа, возникает сильный поток масла к расширителю.

На пути этого потока находится лопасть 5, жестко связанная с корпусом нижней чашки. В результате происходит поворот чашки вокруг оси, также отключающий трансформатор. Наиболее совершенным типом газовой защиты является струйное реле с герметизированными контактами.

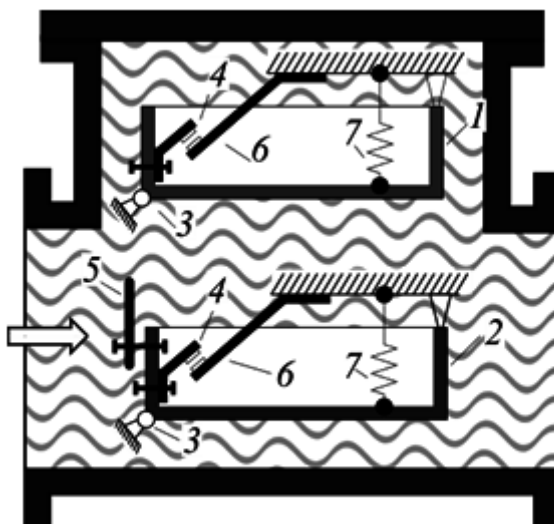


Рисунок 7.4 - Чашечкообразное реле газовой защиты

При любом виде реле, срабатывание защиты должно происходить с блокировкой отключающей системы

Газовая защита из-за механического характера срабатывания датчиков подвержена ложным срабатываниям при вибрации почвы. Конструкция газовых реле должна быть рассчитана на возможную тряску.

Случайное попадание в охлаждающую систему воздуха также приводит к сигнализации. Не электрический характер исходной величины –

уровня масла – не может гарантировать срабатывания защиты при замыканиях вне корпуса трансформатора.

Поэтому газовой реле не может быть основной системой защиты и трансформатор должен дополнительно защищаться другими типами релейной автоматики.

Газовые реле обладают малым временем отключения и способны реагировать утечку масла из охлаждающей системы. Такой вид защиты обязателен к установке на мощных трансформаторах.

В трансформаторе при появлении внутренних повреждений происходит разложение паров масла, их выделение в виде летучих соединений, которые поднимаются вверх бака трансформатора. При значительных повреждениях происходит существенное движение газовых смесей, создающих повышенное давление в сторону расширителя трансформатора. Т.е. образование газов в баке трансформатора является характерным признаком повреждений, что и является сигналом для работы газовой защиты.

Функционирует она на основе реле РТЗ, которое устанавливают в трубу (так называемый маслопровод), соединяющую расширитель и бак трансформатора, таким образом, чтобы пары газов и потоки масла при перемещении проходили через него.

В трубе ставят также задвижку, которая в автоматическом режиме выдвигается при срабатывании газовой защиты, препятствуя попаданию масла в бак (с целью предотвращения пожара в баке).

Реле РТЗ имеет чугунный кожух, выполненный в виде тройного патрубка, с соединительными фланцами. Внутри кожуха находятся два поплавка, запаянные в виде полых цилиндров, и свободно плавающих в масле. Поплавки укреплены на стойке и легко вращаются вокруг нее. С торцевой стороны поплавков находятся ртутные контакты, изготовленные в виде стеклянных колбочек со ртутью внутри. Ртуть замыкает контакты в

определенном положении постоянно. Контакты верхнего поплавкового устройства действуют на сигнал, нижнего — на отключение трансформатора. В нормальном положении поплавки стараются всплыть на поверхности масла, размыкая, таким образом, свои контакты.

При малых повреждениях газ слабо, небольшими пузырьками поднимается к расширителю. Проходя через реле, пузырьки постепенно заполняют его верхнюю область. Далее по мере продвижения верхний контакт продвигается и через определенный промежуток времени замыкается. Срабатывание газовой защиты на сигнал, дает время дежурному персоналу функционирующей трансформаторной подстанции, перевести нагрузку на второй трансформатор, а затем выключить его.

Интересное видео о газовой защите трансформатора смотрите ниже:

При значительных повреждениях в баке происходит интенсивное газообразование, которое дает сигнал нижнему поплавку, который без задержки времени размыкает свои контакты.

Газовая защита считается наиболее чувствительной защитой при любых межвитковых замыканиях. Согласно ПУЭ все силовые масляные трансформаторы, мощностью свыше 1000кВА, должны ею оборудоваться.

Для силового трансформатора мощностью более 4,0 МВА обязательно устанавливается газовое реле для контроля давления газа выделяемого в баке трансформатора при повышении температуры.

Выбор газового реле производится согласно технических характеристик силового трансформатора.

В главе 4 нами выбран силовой трансформатор ТДН 16000/110, для данного трансформатора в качестве реагирующего органа принимаем газовое реле типа BF-80/Q произведенное в Германии (ЗАО "Санар"). Уставка скоростного элемента принимается 0,65 м/с. Он действует на отключение трансформатора через выходное реле РП-255, снабженное удерживающей катушкой по току отключения.

8 Заземление и молниезащита ГПП

8.1 Расчет заземления ГПП

Основным назначением трансформаторной подстанции является приём, преобразования напряжения и распределения электроэнергии в потребительских системах электроэнергии. С учётом этого заземление является архиважной мерой по защите электрооборудования и электроустановок при опасных напряжениях и токах, которые могут возникнуть при поломках и неправильной эксплуатации. Нередко проектировщики задаются вопросом, как выполнить заземления ГПП, особенно если география расположения объекта – каменистый грунт.

Для того чтобы защитить людей от поражения электрическим током от комплектной трансформаторной подстанции, при возможном повреждении изоляции предусмотренная следующая мера защиты — защитное заземление (защитный контур заземления)

Заземление это — преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением в случае повреждения изоляции.

Защитный контур заземления на комплектной трансформаторной подстанции представляет собой конструкцию, состоящую из естественных и искусственных единичных заземлителей иными словами говоря, контур представляет собой совокупность заземляющих электродов.

В роли естественных заземлителей могут выступать:

- металлические конструкции зданий и сооружений, которые имеют соединение с землей;
- металлические оболочки кабелей, стальные или медные и другие.

Искусственными заземляющими составляющими на трансформаторной подстанции могут быть:

- стальные трубы;

- полосковая сталь толщиной не менее 4 мм;
- угловая сталь толщиной более 4 мм;
- сталь прутковая диаметром не меньше 10 мм.

В качестве заземляющего контура трансформаторной подстанции выступают как правило стальные полосы (полосковая сталь) или прутья, выполненные в медной оболочке. И те, и другие выполняют роль горизонтальных искусственных заземлителей, вкопанных в земляную траншею, которые в последствии соединяются с вертикальными заземлителями или же играют самостоятельную роль.

Вертикальными заземлителями ГПП состоят из угловой стали, их как правило забивают в землю на необходимую глубину, так чтобы их верхняя часть находилась на 0,5-0,6 метра ниже уровня земли. Забивка вертикального заземляющего устройства подстанции выполняется при помощи специальных механизмов. Соединение вертикальных заземлителей между собой выполняется полосовой сталью.

При заземлении в ГПП всех металлических частей, не находящихся под напряжением осуществляется как правило обрамление всех крепежных элементов и шинного моста, обрамления дверного проема и люков, отсеков трансформаторной подстанции.

Заземление ГПП можно разделить на два типа: внешний контур заземления и внутренний контур заземления ГПП.

Внешний контур заземления состоит из замкнутого круга (горизонтального заземлителя) и нужного количества вертикальных электродов. Располагается внешний заземляющий контур как правило на расстоянии одного метра от стены ГПП. Глубина, на которой расположен внешний контур составляет в среднем 0,7 метра.

Внутренний контур заземления ГПП представляет собой полосу заземления, которая прокладывается в каждом отсеке ГПП: отсеке высшего напряжения, отсеке низшего напряжения и отсеке силового трансформатора.

Внутри каждого отсека происходит обрание всех металлических частей, не находящихся под напряжением. Крепление внутреннего заземления выполняется при помощи держателей на высоте 0,4 метра от пола.

Для расчета заземления ГПП зададим исходные данные.

а) понижающая подстанция, на которой установлены два трансформатора 110/10 кВ с заземленной нейтралью;

б) заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов (40x4) мм² горизонтальных стержней длиной $L_3=5$ м, диаметром $d=16$ мм, глубина заглубления электродов в землю $t_3=0,7$ м.

в) расчетное удельное сопротивление верхнего и нижнего слоя земли: $\rho_1=130$ Ом·м, $\rho_2=40$ Ом·м.

г) в качестве естественного заземлителя используем систему трос-опора двух подходящих и п/ст ВЛ-110 кВ. Длина пролета 30 м, сечение троса $q=50$ мм², расчетное сопротивление заземлителя одной опоры $r_{оп}=14$ Ом, число опор с тросом на каждой линии 9.

Сопротивление естественного заземлителя для двух ЛЭП:

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{0,15 \cdot 150}{50 \cdot 1}} = 1,25 \text{ Ом.} \quad (8.1)$$

Требуемое сопротивление расщепления заземлителя: $R_3 = 0,5$ Ом

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_H = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3}, \text{ Ом,} \quad (8.2)$$

$$R_H = \frac{1,25 \cdot 0,5}{1,25 - 0,5} = 0,83 \text{ Ом.}$$

Выбираем контурный заземлитель, размещенный по периметру

подстанции.

Составляем расчетную модель заземления с площадью $S=1015 \text{ м}^2$ (рис.8.1).

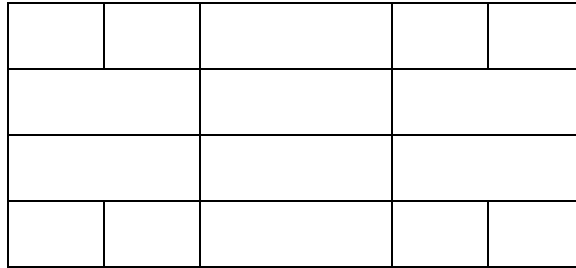


Рисунок 8.1 – Расчетная модель заземления

$L_r = 440 \text{ м}$ - длина горизонтальных электродов; $n = 18$ шт.;

Количество ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L}{2\sqrt{S}} - 1, (8.3)$$

$$m = \frac{440}{2 \cdot 43,9} - 1 = 4,01 \approx 4.$$

Уточняем суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_r = 2 \cdot (m+1) \cdot \sqrt{S}, (8.4)$$

$$L_r = 2 \cdot (4+1) \cdot \sqrt{1015} = 439 \text{ м}.$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n}, (8.5)$$

$$a = \frac{4 \cdot 43,9}{18} = 9,76 \text{ м}.$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_B = n \cdot l_B = 18 \cdot 5 = 90 \text{ м.} \quad (8.6)$$

Относительная глубина погружения в землю электродов:

$$t_{\text{омн}} = \frac{l + t}{\sqrt{S}}, \quad (8.7)$$

$$t_{\text{омн}} = \frac{5 + 0,7}{43,9} = 0,13 \text{ м.}$$

Относительная длина:

$$l_{\text{омн}} = \frac{n - t}{l}, \quad (8.8)$$

$$l_{\text{омн}} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26 \text{ м.}$$

Расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_s = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\kappa}, \quad (8.9)$$

$$\text{Где } \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{130}{40} = 3,25 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10,$$

$$\kappa = 0,43 \cdot \left(l_{\text{омн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a\sqrt{2}}{l} \right),$$

$$\kappa = 0,43 \cdot \left(0,26 + 0,272 \cdot \ln \frac{9,76\sqrt{2}}{5} \right) = 0,23,$$

$$\rho_s = 40 \cdot \left(\frac{130}{40} \right)^{0,23} = 52,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определение расчетного сопротивления искусственного заземлителя.
Предварительно найдем значение коэффициента А.

Из условия $0,1 \leq t_{\text{отн}} \leq 0,5$.

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot t_{\text{отн}},$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,13 = 0,35.$$

Отсюда:

$$R = A \cdot \frac{\rho_s}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_s}{L_m + L_g}, \text{ Ом}, (8.10)$$

$$R = 0,35 \cdot \frac{52,4}{43,9} + \frac{52,4}{439 + 90} = 0,52 \text{ Ом}.$$

Полученное значение практически совпадает с требуемым (0,72 Ом).

Общее сопротивление заземлителя подстанции с учетом R_e :

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} = \frac{0,52 \cdot 1,25}{0,52 + 1,25} = 0,37 \text{ Ом}. \quad (8.11)$$

Потенциал заземляющего устройства в аварийный период:

$$\varphi_{3y} = I_3 \cdot R_3, (8.12)$$

$$\varphi_{3y} = 25 \cdot 0,37 = 9,25 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}.$$

Таким образом искусственные заземлители подстанции должны быть выполнены из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением $(40 \times 4) \text{ мм}^2$, общей длиной не менее 440 м и вертикальных

стержневых в количестве 18 штук, диаметром 16 мм, длиной по 5 м, размещенных по периметру заземлителя. Погруженных в землю на 0,7 м. При этих условиях сопротивление искусственного заземлителя R_n в самое неблагоприятное время года не будет превышать 0,52 Ом, а R_n не более 0,5 Ом.

8.1.2 Расчет молниезащиты ГПП

Итак, активной молниезащитой называется электротехническая система, которая служит для искусственного притяжения и отвода разряда молнии в заземляющий контур. Данная система активируется только в том случае, если вокруг защищаемого объекта создаются реальные предпосылки для формирования грозового разряда. Активированная система работает на опережение и не дает разрядиться молнии по естественному каналу.

При этом такая система защищает гораздо большую площадь по сравнению с обычными методами защиты.

Для того, чтобы правильно понять принцип работы активной молниезащиты давайте скажем несколько слов о том, как формируется естественный заряд линейной молнии.

Линейная молния представляет из себя ни что иное как электрический разряд в слоях атмосферы, который образуется в результате увеличения напряженности электрического поля между землей и облаками или между различными объектами на земле и облаками.

По-простому говоря, Молния - гигантская искра, которая переносит заряд тогда, когда напряженность поля достигает критического уровня.

Формируется такой разряд с того момента, когда начинает формироваться нисходящий ступенчатый лидер, в то время, когда от облаков в сторону земли формируется светящийся канал,двигающийся толчками с примерной скоростью от 28 до 280 метров в одну секунду.

Спустя незначительный промежуток времени навстречу лидеру,

устремленному к земле, уже от земли начинает формироваться восходящий лидер (путь земля – облака). И когда эти два лидера встречаются (формируют общий канал) происходит разряд молнии.

Если молния попадет в здание, то многократно возрастает риск поражения током людей в этом здании. Помимо этого, неминуемы разрушения самого здания. А по статистике до 40% всех пожаров возникают из-за молний.

Любая система молниезащиты формирует встречный лидер, что значительно увеличивает вероятность попадания молнии именно в молниеприемник. А разница между активной системой и пассивной заключена в наличии активного молниеприемника у активной системы.

Активный молниеприемник реагирует на возрастание напряженности электрического поля во время приближения грозового фронта. Именно от этого напряжения, которое индуцируется полем на антенных устройствах, происходит зарядка конденсаторов. И когда напряжение на них достигает величины в 13-14 кВ, в разрядниках происходит пробой, и устройство формирует импульс напряжения, который достигает 20 кВ, а его полярность имеет противоположное значение полярности грозового фронта.

Искусственно созданный импульс появляется раньше, чем сформировался бы естественный восходящий лидер. И этот искусственный восходящий лидер распространяется на значительное расстояние. Тем самым защищая достаточно большую площадь, буквально заставляя бить молнию именно в молниеприемник, а никуда более.

Как правильно выбрать защитное устройство

Выбор такого активного устройства напрямую зависит от того, какой объект требуется защитить. При этом следует учитывать следующие факторы:

1. Площадь, которую необходимо защитить от вероятного поражения ударом молнии.

2. Ожидаемая и фактическая частота ударов молнии защищаемого объекта.

3. Место расположения защищаемого объекта. Например, если защищаемая конструкция стоит в чистом поле, то вероятность того, что в нее будет бить молния гораздо выше, чем если бы она стояла в густо застроенном городском квартале.

4. Учитываются вероятные последствия после прямого удара молнии в защищаемый объект.

Только учтя все эти факторы можно приступать к выбору активного молниеприемника с соответствующими характеристиками.

Для установки молниеотводов используем высокие сооружения на подстанции.

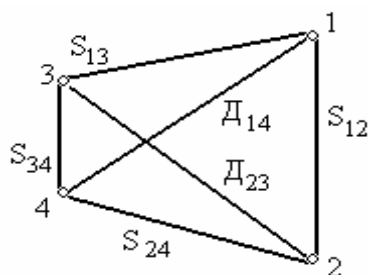


Рисунок 8.2 – Схема молниезащиты ГПП

Высота молниеотвода из условия:

$$D \leq 8 (h-h_x),$$

где h - высота молниеотвода;

h_x - габарит подстанции.

Наивысшая точка - высота подвеса проводов ЛЭП-110 кВ.

$$h_x = 7,6 \text{ м}; D = 24 \text{ м}.$$

$$h = \frac{D + 8hx}{8} = \frac{24 + 8 \cdot 7,6}{8} = 10,6 \text{ м.} \quad (8.13)$$

Принимаем $h = 13$ м. Выберем зону защиты типа А, степень надежности 99,5%.

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (8.14)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 13 = 11,05 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на земле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h) \cdot h,$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 13) \cdot 13 = 13,96 \approx 14 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого сооружения $h_x = 7,6$ м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right), \quad (8.15)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 13) \cdot \left(13 - \frac{7,6}{0,85} \right) = 4,4 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине пролета между двумя молниеотводами:

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25S^2},$$

$$h_{012} = 4 \cdot 13 - \sqrt{9 \cdot 13^2 + 0,25 \cdot 19^2} = 11,8 \text{ м,}$$

$$h_{024} = 4 \cdot 13 - \sqrt{9 \cdot 13^2 + 0,25 \cdot 21^2} = 11,5 \text{ м,}$$

$$h_{034} = 4 \cdot 13 - \sqrt{9 \cdot 13^2 + 0,25 \cdot 14^2} = 12 \text{ м,}$$

$$h_{o13} = 4 \cdot 13 - \sqrt{9 \cdot 13^2 + 0,25 \cdot 21^2} = 11,5 \text{ м.}$$

Ширины зоны защиты в середине пролета между молниеотводами на высоте h_x : для условия

$$\frac{2}{3} h_o \leq h_x \leq h_o,$$

$$2 \cdot r_{ox} = 1,5 \cdot (h_o - h_x),$$

$$r_{ox12} = 0,75 \cdot (11,8 - 7,6) = 3,2 \text{ м,}$$

$$r_{ox13} = r_{ox24} = 0,75 \cdot (11,5 - 7,6) = 2,9 \text{ м,}$$

$$r_{ox34} = 0,75 \cdot (12 - 7,6) = 3,5 \text{ м.}$$

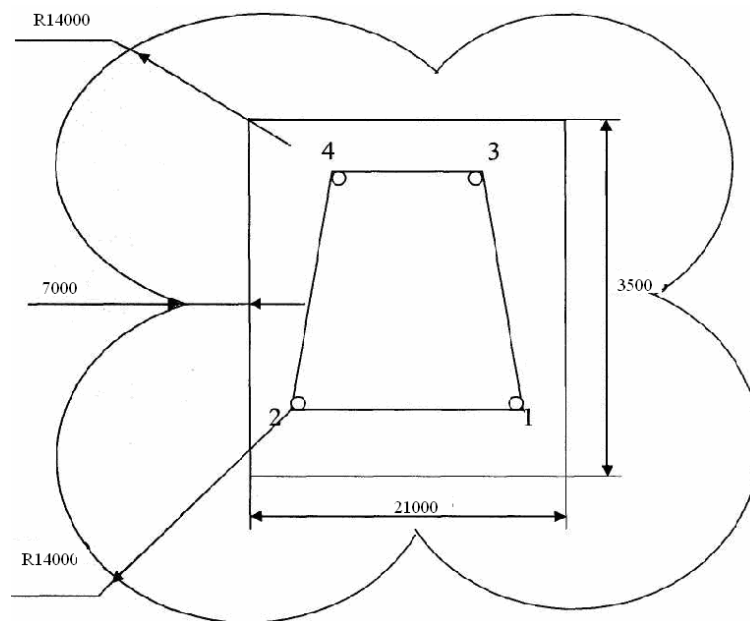


Рисунок 8.3 - Зона защиты молниеотводов

Рассчитанные и установленные молниеотводы на главной понизительной подстанции обеспечивают полную защиту от прямых ударов молнии. Выбранная зона защиты обладает степенью защиты 99,5%.

Заключение

В результате выполнения работы была разработана система электроснабжения завода железобетонных конструкций.

В качестве главного источника питания электрической энергии завода принимаем главную понизительную подстанцию с двумя трансформаторами ТДН 16000/110. Учитывая принятые трансформаторы нами определена величина высокого напряжения 110 кВ, номинал принимаем для уменьшения потерь передаваемой электрической энергии.

На главной понизительной подстанции принимаем секцию сборных шин с отходящими ячейками и установленными вакуумными выключателями ВВ/TEL-10-12,5/630-У2. Для каждой ячейки разработана и выбрана микропроцессорная релейная защита.

Распределительная сеть от главной понизительной подстанции до цеховых трансформаторных подстанций осуществляется кабельными линиями напряжением 10 кВ.

В третьей главе расчетным путем определили требуемое количество трансформаторных подстанций завода. На территории завода железобетонных конструкций для оптимального распределения нагрузки принимаем четыре двухтрансформаторные подстанции и одну однострансформаторную и принимаем трансформаторы марки ТМ 1600/10.

Кабельные линии 10 кВ принимаем марки ААШВ 3х50 и 3х70, для распределительной сети от ГПП до цеховых ТП.

Оптимальный подход к проектированию системы электроснабжения завода позволяет использовать надежное оборудование с минимальными потерями, и при обслуживании, высоким сроком службы.

Рассматриваемый завод является предприятием с большой потребительской мощностью, отсюда проектирование на территории предприятия главной понизительной подстанции считается экономически выгодным решением.

В разделе 7 рассчитана релейная защита. Релейная защита выполнена с помощью современных, надежных и экономичных устройств. Установлены основные защиты силового трансформатора - дифференциальная защита и газовая защита, что позволяет сделать вывод о надежной защите оборудования от воздействия токов короткого замыкания.

Для главной понизительной подстанции в 8 главе работы рассчитан контур внутреннего заземления, а также на территории открытого распределительного устройства контур молниезащиты.

Расчетная нагрузка потребителей выполнена с учетом использования в технологических процессах предприятия новейшего оборудования, а также источников осветительной сети выступают светодиодные лампы.

Принимаемая схема электроснабжения завода железобетонных конструкций считается как надежной, так и экономически целесообразной.

Список используемой литературы

1. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. - М.: Высшая школа, 2014. - 256 с.
2. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
3. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
4. Гуревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков. - М.: Торус Пресс, 2015. - 408 с.
5. Дубинский, Г. Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. - М.: Солон-Пресс, 2014. - 538 с.
6. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2013. - 368 с.
7. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.
8. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. - М.: ИЦ Академия, 2013. - 320 с.
9. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
10. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2013. - 412 с.

11. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.
12. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.
13. Назарычев, А.Н. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов / А.Н. Назарычев. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2006. - 928 с.
14. Ополева, Г.Н. Электроснабжениемыш.предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
15. Правила. Методики. Инструкции. Выпуск 18. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - М.: Энергосервис, 2016. - 308 с.
16. Рождествина, А.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / А.А. Рождествина. - М.: КноРус, 2013. - 368 с.
17. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2013. - 328 с.
18. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий: Учебник / Ю.Д. Сибикин. - М.: Инфра-М, 2017. - 89 с.
19. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2013. - 328 с.
20. Шеховцов, В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2014. - 136 с
21. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - М.: Форум, 2016. - 208 с.