

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Пантелеев В.И.
подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 2016г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
В ФОРМЕ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА**

140400.62 Электроэнергетика и электротехника

Электроснабжение завода
по производству автомобильных двигателей

Руководитель

подпись, дата

к.т.н. доцент
должность, ученая степень

Е.Ю. Сизганова
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

В.В. Никифоров
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ В.И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме дипломного проекта

Исходные данные на проектирование:

1. Схема генерального плана, рисунок 1
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода.
3. Питание может быть осуществлено от подстанций энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжением 37/10,5 кВ, (трансформаторы работают раздельно) или глухой отпайкой от транзитной двухцепной ЛЭП–115 кВ. Мощность КЗ в месте отпайки 1200 МВА.
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до комбината 5,5 км, от транзитной ЛЭП–115 кВ 12,0 км.
5. Стоимость электроэнергии за 1 кВт/ч задается преподавателем.
6. Завод работает в две смены.

Таблица 1.1 – Электрические нагрузки завода по производству автомобильных двигателей

| Наименование | Количество эл. энергии | Установленная мощность, кВт | |
|-------------------------------|------------------------|-----------------------------|-----------|
| | | Одного эл. приёмника | Суммарная |
| 1. Главный корпус | 30 | 5-150 | 3100 |
| 2. Склад №2 | 30 | 5-50 | 1000 |
| 3. Металлообработка | 40 | 5–150 | 3820 |
| 4. Компрессорная: | | | |
| а) 0,4 кВ, | 20 | 1–40 | 550 |
| б) синхронный двигатель 10 кВ | 4 | 1600 | 6400 |
| 5. Бытовой корпус № 1 | 20 | 5-50 | 800 |
| 6. Бытовой корпус № 2 | 20 | 5-50 | 800 |
| 7. Вспомогательный корпус | 50 | 5-100 | 3310 |
| 8. Склад № 1 | 25 | 10–30 | 425 |
| 9. Центральный тепловой пункт | | | |
| а) 0,4 кВ, | 25 | 5-30 | 600 |
| б) синхронный двигатель 10 кВ | 2 | 800 | 1600 |

Освещение цехов и территории комбината определить по площади

| | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|--|------|--------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | | |
| Изм. | Лит. | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | В.В. Никифоров | | | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Е.Ю. Сизганова | | | | 4 | 88 |
| Реценз. | | | | | ЭТКиС | | |
| Н. Контр. | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | |
| | | | | | Электроснабжение завода по производству автомобильных двигателей | | |

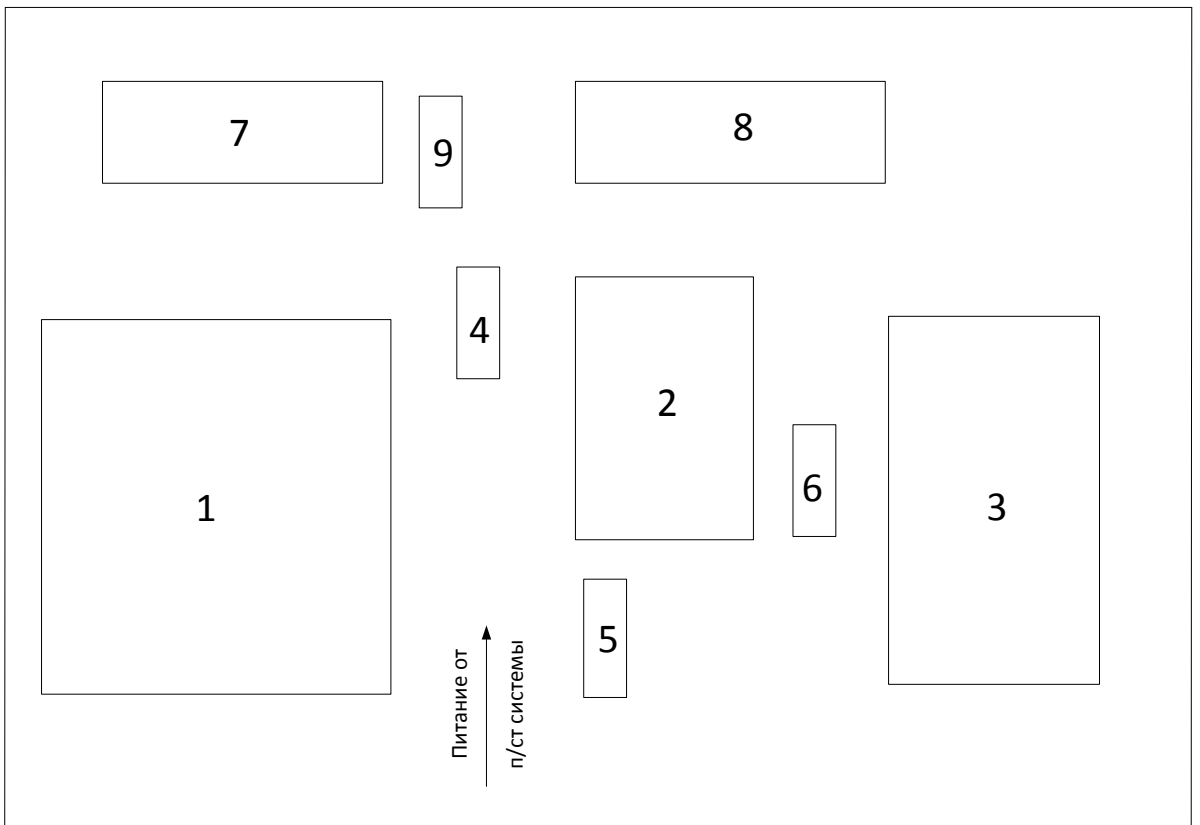


Рисунок 1.1 – Генеральный план завода

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 5 |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение | 7 |
| 1 Краткое описание технологического процесса | 9 |
| 2 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса | 10 |
| 3 Определение расчётной нагрузки завода в целом | 12 |
| 4 Определение центра электрических нагрузок предприятия. Расчёт параметров картограммы электрических нагрузок | 15 |
| 5 Определение числа и мощности трансформатора на ГПП | 19 |
| 6 Выбор рационального напряжения электроснабжения предприятия | 20 |
| 7 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения | 21 |
| 7.1 Первый вариант электроснабжения | 22 |
| 7.1.1 Капитальные затраты | 22 |
| 7.1.2 Ежегодные затраты | 24 |
| 7.1.3 Приведенные затраты | 26 |
| 7.2 Второй вариант электроснабжения | 26 |
| 7.2.1 Капитальные затраты | 26 |
| 7.2.2 Ежегодные затраты | 28 |
| 7.2.3 Приведенные затраты | 29 |
| 8 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов | 30 |
| 9 Выбор сечения кабельных линий | 38 |
| 10 Расчет токов КЗ | 41 |
| 11 Выбор высоковольтного оборудования | 49 |
| 11.1 Выбор выключателя и разъединителя на 35 кВ | 49 |
| 11.2 Выбор измерительных ТТ и ТН | 50 |
| 11.3 Выбор ТТ в распределительном устройстве 35 кВ | 50 |
| 11.4 Выбор трансформатора напряжения в РУ 35 кВ | 52 |
| 11.5 Выбор КРУ и выключателя на 10 кВ | 53 |
| 11.6 Выбор выключателей на отходящих КЛ на 10 кВ | 55 |
| 11.7 Выбор предохранителей на ВН цеховых трансформаторов | 57 |
| 11.8 Выбор трансформатора собственных нужд | 58 |
| 12 Выбор низковольтного оборудования | 59 |
| 12.1 Выбор автоматических выключателей на НН цеховых трансформаторов | 60 |
| 13 Релейная защита трансформатора ТД 16000/35 | 63 |
| 14 Расчет заземляющего устройства подстанции | 79 |
| 15 Расчет молниезащиты ОРУ 35 кВ от | 85 |
| 16 Защита от перенапряжения подстанции | 88 |
| Список используемых источников | 90 |

Введение

Под системой электроснабжения промышленного предприятия понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории предприятия и предназначенных для электроснабжения его потребителей.

Проектирование системы внутреннего электроснабжения основывается на общих принципах построения схем внутризаводского распределения электроэнергии. Характерной особенностью схем внутризаводского распределения электроэнергии является большая разветвленность сети и наличие большого количества коммутационно-защитной аппаратуры, что оказывает значительное влияние на технико-экономические показатели и на надежность системы электроснабжения.

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергии, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие промышленные приемники электроэнергии. Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов и строительством электрических станций.

По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Возникает необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения промышленных предприятий и производственных процессов. Осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления и вести активную работу по экономии электроэнергии.

Интенсификация производственных процессов, повышение производительности труда связаны с совершенствованием существующей и внедрением новой, передовой технологии. Этому процессу сопутствует широкое внедрение мощных вентильных преобразователей, электродуговых печей, сварочных установок и других устройств, которые при всей технологической эффективности оказывают отрицательное влияние на качество электроэнергии в электрических сетях.

Проблема электромагнитной совместимости электроприемников с питающей сетью порождает новые научные и технические проблемы при проектировании и эксплуатации промышленных электрических сетей. Данная проблема может быть решена путем освоения быстродействующих многофункциональных средств компенсации реактивной мощности, улучшающих качество электроэнергии сразу по нескольким параметрам. Внедрение этих устройств ведет к уменьшению потерь электроэнергии.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 7 |

Экономное использование электроэнергии приобретает все большее значение, что необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации промышленных сетей высокого и низкого напряжения. Одно из направлений сокращения потерь электроэнергии в сетях является внедрение автоматизированных систем управления электроснабжением и учетом электроэнергии.

При проектировании распределительной сети промышленного предприятия необходимо учесть компенсацию реактивной мощности и обеспечить надежное электроснабжения потребителей промышленного предприятия.

Выпускная квалификационная работа является завершающим этапом обучения и направлена на систематизацию и расширение теоретических знаний студентов, развитие аналитического и творческого мышления, на закрепление навыков использования современной вычислительной техники и выполнение расчетно-графических работ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 8 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

1 Краткое описание технологического процесса

Основным производством машиностроительного завода является выпуск автомобильных двигателей. Проектная производительность завода до 20 тыс. двигателей в год и до 65 тыс. тонн автозапчастей.

Основные производства завода работают в две смены с равным графиком нагрузки и числом часов использования максимума нагрузки 4700.

По степени требования к надежности и бесперебойного электроснабжения большая часть технологических установок относится к потребителям второй категории. К потребителям первой категории относятся – компрессорная станция, оборудованная двумя двигателями мощностью 1600 кВт каждый.

Согласно ПУЭ остальная часть оборудования относится к потребителям третьей категории.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 9 |

2 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

Расчет производим на примере Главного корпуса.

Рассчитываем активную, реактивную, полную и осветительную нагрузку по формулам, кВт (квар, кВА). Для газоразрядных ламп $\cos\varphi = 0,95$, откуда $tg\varphi_{po} = 0,328$;

$$P_p = K_c \cdot P_{уст}; \quad (2.1)$$

$$P_p = 0,7 \cdot 3100 = 2170,0;$$

$$Q_p = P_p \cdot tg\varphi; \quad (2.2)$$

$$Q_p = 2170,0 \cdot 0,75 = 1627,5;$$

$$P_{HO} = P_{удо} \cdot F; \quad (2.3)$$

$$P_{HO} = 0,014 \cdot 57810,0 = 809,3;$$

$$P_{PO} = P_{HO} \cdot K_{CO}; \quad (2.4)$$

$$P_{PO} = 809,3 \cdot 0,85 = 687,939;$$

$$Q_{PO} = P_{PO} \cdot tg\varphi_{po}; \quad (2.5)$$

$$Q_{PO} = 687,939 \cdot 0,328 = 225,64;$$

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{PO})^2 + (Q_p + Q_{PO})^2}; \quad (2.6)$$

$$S_p = \sqrt{(2170,0 + 687,939)^2 + (1627,5 + 225,64)^2} = 3406,165.$$

Нагрузка остальных цехов предприятия рассчитывается аналогично. Результаты расчетов заносим в таблицу 2.1, после чего находится итоговая нагрузка потребителей энергии 0,4 кВ и 10 кВ.

Таблица 2.1 – Результаты расчета цехов предприятия

| Наименование | Силовая нагрузка | | | | | | Осветительная нагрузка | | | | | | Суммарная нагрузка | | | |
|---|------------------|-------|----------------|-----------|----------------|-----------------|------------------------|----------------------------------|------------------|------------------|-------|-------------------|--------------------|--------------------|-----------------|----------------|
| | $P_{ном}$, кВт | K_c | $Co \cos \phi$ | $tg \phi$ | $P_{р.}$, кВт | $Q_{р.}$, квар | F_1 , м ² | $P_{уд.о.}$, кВт/м ² | $P_{н.о.}$, кВт | $P_{р.о.}$, кВт | K_c | $Q_{р.о.}$, квар | $tg \phi$ | $P_{р+р.о.}$, кВт | $Q_{р.}$, квар | $S_{р.}$, кВА |
| Потребители 0,4 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. Главный корпус | 3100 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 2170 | 1627,5 | 57810 | 0,014 | 809,3 | 687,939 | 0,85 | 225,64 | 0,328 | 2858 | 1853,14 | 3406,165 |
| 2. Склад №2 | 1000 | 0,5 | 0,8 | 0,75 | 500 | 375 | 20780 | 0,014 | 290,9 | 247,282 | 0,85 | 81,108 | 0,328 | 747,3 | 456,108 | 875,48 |
| 3. Металлообработка | 3820 | 0,6 | 0,8 | 0,75 | 2292 | 1719 | 33515 | 0,015 | 502,7 | 427,3163 | 0,85 | 140,16 | 0,328 | 2719 | 1859,16 | 3294,11 |
| 4. Компрессорная а) 0,4 кВ, | 550 | 0,8 | 0,8 | 0,75 | 440 | 330 | 1900 | 0,014 | 26,6 | 22,61 | 0,85 | 7,4161 | 0,328 | 462,6 | 337,416 | 572,588 |
| 5. Бытовой корпус № 1 | 800 | 0,45 | 0,8 | 0,75 | 360 | 270 | 2030 | 0,014 | 28,42 | 24,157 | 0,85 | 7,9235 | 0,328 | 384,2 | 277,923 | 474,15 |
| 6. Бытовой корпус № 2 | 800 | 0,45 | 0,65 | 1,17 | 360 | 420,89 | 1900 | 0,014 | 26,6 | 22,61 | 0,85 | 7,4161 | 0,328 | 382,6 | 428,303 | 574,311 |
| 7. Вспомогательный корпус | 3310 | 0,55 | 0,7 | 1,02 | 1820,5 | 1857,3 | 12150 | 0,015 | 182,3 | 154,9125 | 0,85 | 50,811 | 0,328 | 1975 | 1908,09 | 2746,465 |
| 8. Склад № 1 | 425 | 0,5 | 0,75 | 0,88 | 212,5 | 187,41 | 13670 | 0,014 | 191,4 | 162,673 | 0,85 | 53,357 | 0,328 | 375,2 | 240,764 | 445,782 |
| 9. Центральный тепловой пункт а) 0,4 кВ, | 600 | 0,8 | 0,8 | 0,75 | 480 | 360 | 940 | 0,015 | 14,1 | 11,985 | 0,85 | 3,9311 | 0,328 | 492 | 363,931 | 611,96 |
| Освещение территории | | | | | | | 437400 | 0,00016 | 69,98 | 69,984 | 1 | 22,955 | 0,328 | 69,98 | 22,9548 | 73,652 |
| Итого по 0,4 кВ | 14405 | | | | 8635 | 7147,1 | | | | 1831,469 | | | | 10466 | 7747,8 | 13022,11 |
| Потребители 10 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Компрессорная б) синхронный двигатель 10кВ | 6400 | 0,8 | 0,8 | 0,75 | 5120 | 0 | | | | | | | | 5120 | 0 | 5120 |
| Центральный тепловой пункт б) синхронный двигатель 10кВ | 1600 | 0,8 | 0,8 | 0,75 | 1280 | 0 | | | | | | | | 1280 | 0 | 1280 |
| Итого по 10 кВ | 8000 | | | | 6400 | 0 | | | | | | | | 6400 | 0 | 6400 |
| Итого по заводу | 22405 | | | | 15035 | 7147 | | | | 1831,469 | | | | 16866 | 7748 | 18560,88 |

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

ДП-140400.62 071108368 ПЗ

Лист

11

3 Определение расчётной нагрузки завода в целом

Так как трансформаторы цеховых и главных понизительных подстанций ещё не выбраны, то приближённо потери мощности в них определяются из соотношений

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S; \quad (3.1)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S; \quad (3.2)$$

$$S_p = \sqrt{(\Sigma P_p + \Sigma P_{po})^2 + \Sigma Q_p^2}; \quad (3.3)$$

В нашем случае для цеховых подстанций, кВ·А (кВт, квар)

$$S_p = \sqrt{(8635,0 + 1831,469)^2 + 7747,8^2} = 13022,11;$$

$$\Delta P_{цм} = 0,02 \cdot 13022,11 = 260,44;$$

$$\Delta Q_{цм} = 0,1 \cdot 13022,11 = 1302,211.$$

Ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом определяется из выражения, квар

$$Q_{ку} = Q_p'' - Q_{э1}, \quad (3.4)$$

где

$$Q_p'' = \Sigma Q_p + \Sigma Q_p' + \Delta Q_{цм}; \quad (3.5)$$

$$Q_{э1} = K_a \cdot P_p, \quad (3.6)$$

где $K_a = 0,29$ для напряжения питания 110 кВ и 0,24 для 35 кВ.

$$Q_{э1} = 0,29 \cdot 8635,0 = 2504,15;$$

$$Q_p'' = 7747,8 + 0 + 1302,211 = 9050,011;$$

$$Q_{ку} = 9050,011 - 2504,15 = 6545,86.$$

По рассчитанной мощности выбираем по [7, с.109] КУ типа - 4×УКЛ 57-6,3(10,5)-1800УЗ(У1).

Нескомпенсированная мощность на шинах 10кВ ГПП, квар

$$Q = Q_{p\Sigma} - Q_{ку}, \quad (3.7)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 12 |

где $Q_{p\Sigma}$ – расчётная реактивная суммарная мощность завода, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП с учётом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки $K_{pm} = 0,95$;

$$Q_{p\Sigma} = (\Sigma Q_p + \Sigma Q'_p) \cdot K_{pm} + \Delta Q_{цт}; \quad (3.8)$$

$$Q_{p\Sigma} = (7747,8 + 0) \cdot 0,95 + 1302,211 = 8662,621;$$

$$Q = 8662,621 - 6545,86 = 2116,761.$$

В качестве компенсирующих устройств принимаются батареи статических конденсаторов. Определяем потери активной мощности в них, кВт

$$\Delta P_{ку} = P_{уд} \cdot Q_{ку}, \quad (3.9)$$

где $P_{уд}$ – удельные потери активной мощности, составляющие 0,2 % от $Q_{ку}$;

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 6545,86 = 13,09.$$

Общая активная мощность с учётом потерь в компенсирующих устройствах на шинах подстанции, кВт

$$P = P_{p\Sigma} + \Delta P_{ку}; \quad (3.10)$$

$$P = 16375,159 + 13,09 = 16388,249,$$

где $P_{p\Sigma}$ – расчётная активная мощность завода, кВт, отнесённая к шинам 10 кВ с учётом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки $K_{pm} = 0,95$;

$$P_{p\Sigma} = (\Sigma P_p + \Sigma P'_p) \cdot K_{pm} + \Sigma P_{po} + \Delta P_{цт}; \quad (3.11)$$

$$P_{p\Sigma} = (8635,0 + 6400,0) \cdot 0,95 + 1831,469 + 260,44 = 16375,159.$$

Расчётная нагрузка на шинах 10 кВ ГПП с учётом компенсации реактивной мощности, кВА

$$S'_p = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (3.12)$$

$$S'_p = \sqrt{16388,249^2 + 2116,761^2} = 16524,39.$$

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Потери мощности в трансформаторах ГПП ориентировочно определяются, кВт, квар

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 13 |

$$\Delta P'_m = 0,02 \cdot S'_p; \quad (3.14)$$

$$\Delta Q'_m = 0,1 \cdot S'_p; \quad (3.15)$$

$$\Delta P'_m = 0,02 \cdot 16524,39 = 330,49;$$

$$\Delta Q'_m = 0,1 \cdot 16524,39 = 1652,439.$$

Полная расчётная мощность завода на стороне высшего напряжения
ГПП, кВА

$$S_p = \sqrt{(P + \Delta P'_m)^2 + (Q + \Delta Q'_m)^2}; \quad (3.16)$$

$$S_p = \sqrt{(16388,249 + 330,49)^2 + (2116,761 + 1652,439)^2} = 17138,35.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 14 |

4 Определение центра электрических нагрузок предприятия. Расчёт параметров картограммы электрических нагрузок

Таблица 4.1 – Координаты расположения цехов

| цех | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|------|----|-----|-----|----|----|-----|-----|-----|----|
| х, м | 32 | 100 | 150 | 72 | 91 | 123 | 36 | 110 | 66 |
| у, м | 44 | 59 | 45 | 72 | 24 | 48 | 101 | 101 | 98 |

На генплан наносим координаты центров электрических нагрузок каждого цеха (рисунок 1.1). Масштаб генплана $M = 4,5$ м/мм.

Определяем радиус окружностей активных нагрузок, исходя из масштаба генплана.

Если принять для наименьшей нагрузки, равной 48,21 кВт (цех № 17), радиус, $r = 8,0$ мм, то

$$m = \frac{P_p + P_{p0}}{\pi \cdot r_{10}^2}; \quad (4.1)$$

$$m = \frac{215,5 + 162,673}{3,14 \cdot 8,0^2} = 1,867.$$

Принимаем масштаб $m = 2$ кВт/мм

Определяем радиус для наибольшей нагрузки при принятом масштабе, мм

$$r_{2(10кВ)} = \sqrt{\frac{P_{p12} + P_{p012}}{\pi \cdot m}}; \quad (4.2)$$

$$r_{2(10кВ)} = \sqrt{\frac{5120,0 + 0,0}{3,14 \cdot 2}} = 28,55.$$

Выполнение картограммы в таком масштабе возможно, поэтому оставляем этот масштаб.

Угол сектора (α) определяем из соотношения активных расчетных (P_p) и осветительных нагрузок (P_{p0}) цехов:

$$\alpha = \frac{360 \cdot P_{p0}}{P_p + P_{p0}}. \quad (4.3)$$

Проведем расчет параметров картограммы для цеха № 1

$$r_1 = \sqrt{\frac{2170,0 + 687,939}{3,14 \cdot 2}} = 21,33.$$

Результаты расчета для цеха № 1 заносим в таблицу 4.2. Расчеты для остальных цехов производим аналогично.

Таблица 4.2 – Исходные данные и результаты расчета

| № по ГП | P _p , кВт | P _{po} , кВт | r _i , мм | α, гр | x _i , м | y _i , м | (P _p +P _{po})*x _i , кВт*м | (P _p +P _{po})*y _i , кВт*м |
|--|----------------------|-----------------------|---------------------|-------|--------------------|--------------------|---|---|
| 0,4 кВ | | | | | | | | |
| 1. Главный корпус | 2170 | 687,939 | 21,33 | 86,66 | 32 | 44 | 91454,048 | 125749,316 |
| 2. Склад №2 | 500 | 247,282 | 10,91 | 119,1 | 100 | 59 | 74728,2 | 44089,638 |
| 3. Металлообработка | 2292 | 427,3163 | 20,81 | 56,57 | 150 | 45 | 407897,4375 | 122369,2313 |
| 4. Компрессорная: а) 0,4 кВ, | 440 | 22,61 | 8,583 | 17,59 | 72 | 72 | 33307,92 | 33307,92 |
| 5. Бытовой корпус № 1 | 360 | 24,157 | 7,821 | 22,64 | 91 | 24 | 34958,287 | 9219,768 |
| 6. Бытовой корпус № 2 | 360 | 22,61 | 7,805 | 21,27 | 123 | 48 | 47061,03 | 18365,28 |
| 7. Вспомогательный корпус | 1820,5 | 154,9125 | 17,74 | 28,23 | 36 | 101 | 71114,85 | 199516,6625 |
| 8. Склад № 1 | 212,5 | 162,673 | 7,729 | 156,1 | 110 | 101 | 41269,03 | 37892,473 |
| 9. Центральный тепловой пункт а) 0,4 кВ, | 480 | 11,985 | 8,851 | 8,77 | 66 | 98 | 32471,01 | 48214,53 |
| Освещение территории | 0 | 69,984 | 3,338 | 360 | 90 | 60 | 6298,56 | 4199,04 |
| Итого по 0,4 кВ | 8635 | 1831,469 | | | | | 840560,3725 | 642923,8588 |
| 10 кВ | | | | | | | | |
| Компрессорная : б) синхронный двигатель 10 кВ | 5120 | 0 | 28,55 | 0 | 72 | 72 | 368640 | 368640 |
| Центральный тепловой пункт : б) синхронный двигатель 10 кВ | 1280 | 0 | 14,28 | 0 | 66 | 98 | 84480 | 125440 |
| Итого по 10 кВ | 6400 | 0 | | | | | 453120 | 494080 |
| Итого по заводу | 15035 | 1831,469 | | | | | 1293680,373 | 1137003,859 |

Нагрузки в виде кругов наносим на генплан, в круге выделяем сектор осветительной нагрузки. Нагрузки 0,4 кВ наносятся сплошной линией, 10 кВ – пунктирной (рисунок 4.1).

Рассчитываем

$$\Sigma(P_p + P_{po}); \quad \Sigma(P_p + P_{po}) \cdot x; \quad \Sigma(P_p + P_{po}) \cdot y. \quad (4.4)$$

И заносим в таблицу 4.2.

Определяем координаты центра активных электрических нагрузок

$$x_0 = \frac{\sum_i^n (P_{Pi} + P_{POi}) \cdot x_i}{\sum_i^n (P_{Pi} + P_{POi})}; \quad (4.5)$$

$$x_0 = \frac{1293680,373}{15035 + 1831,469} = 76,7;$$

$$y_0 = \frac{\sum_i^n (P_{Pi} + P_{POi}) \cdot y_i}{\sum_i^n (P_{Pi} + P_{POi})}; \quad (4.6)$$

$$y_0 = \frac{1137003,859}{15035 + 1831,469} = 67,41.$$

Расположить ГПП в месте расчетных координат не представляется возможным поэтому разместим ГПП в наиболее целесообразном месте обращая главным образом внимание на тяготение расположения ГПП к геометрически найденному центру нагрузок, учете удобства запитки ГПП с ТЭЦ и размеру открытого распределительного устройства (ОРУ) 110/10 кВ (35/10 кВ) взятого по [ТОМ 4, с.193].

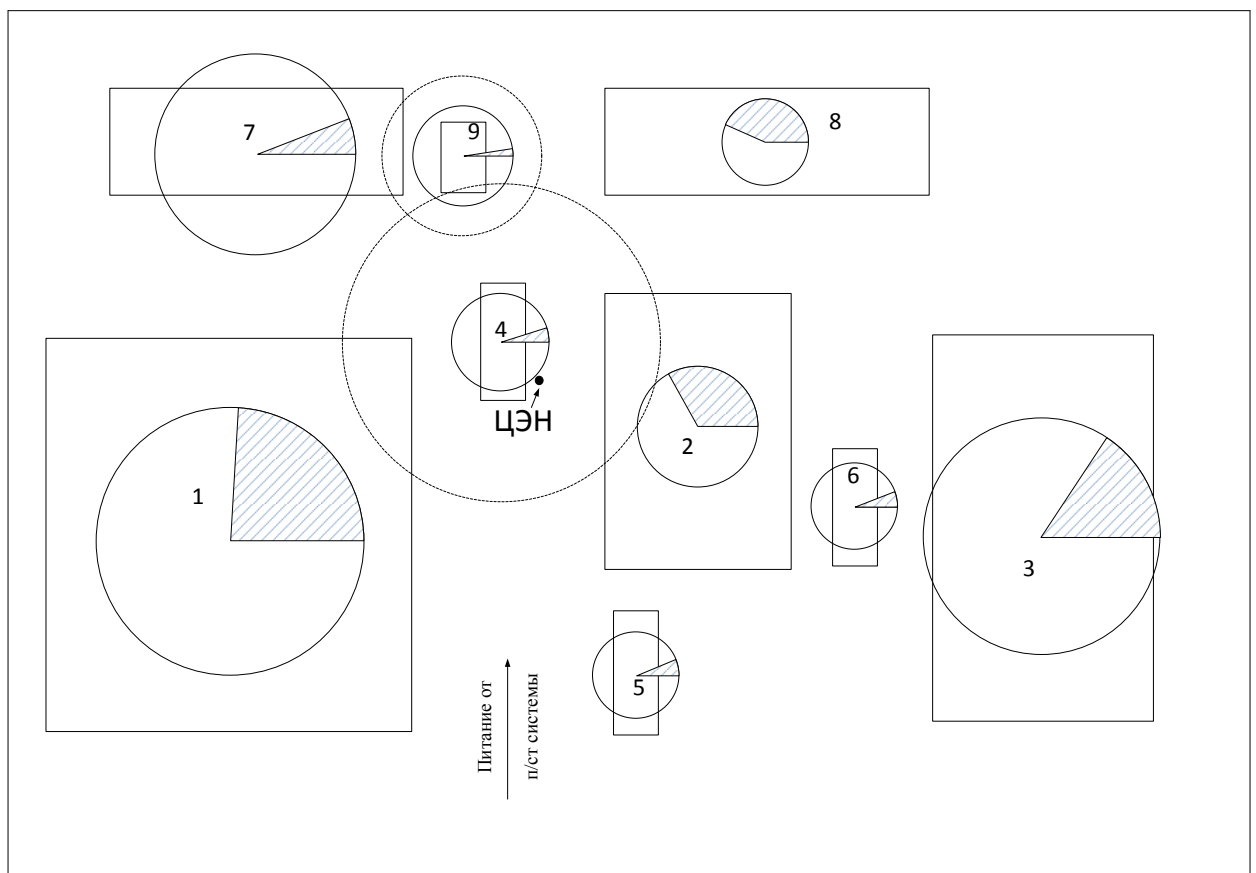


Рисунок 4.1 – Картограмма электрических нагрузок электроснабжения завода

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

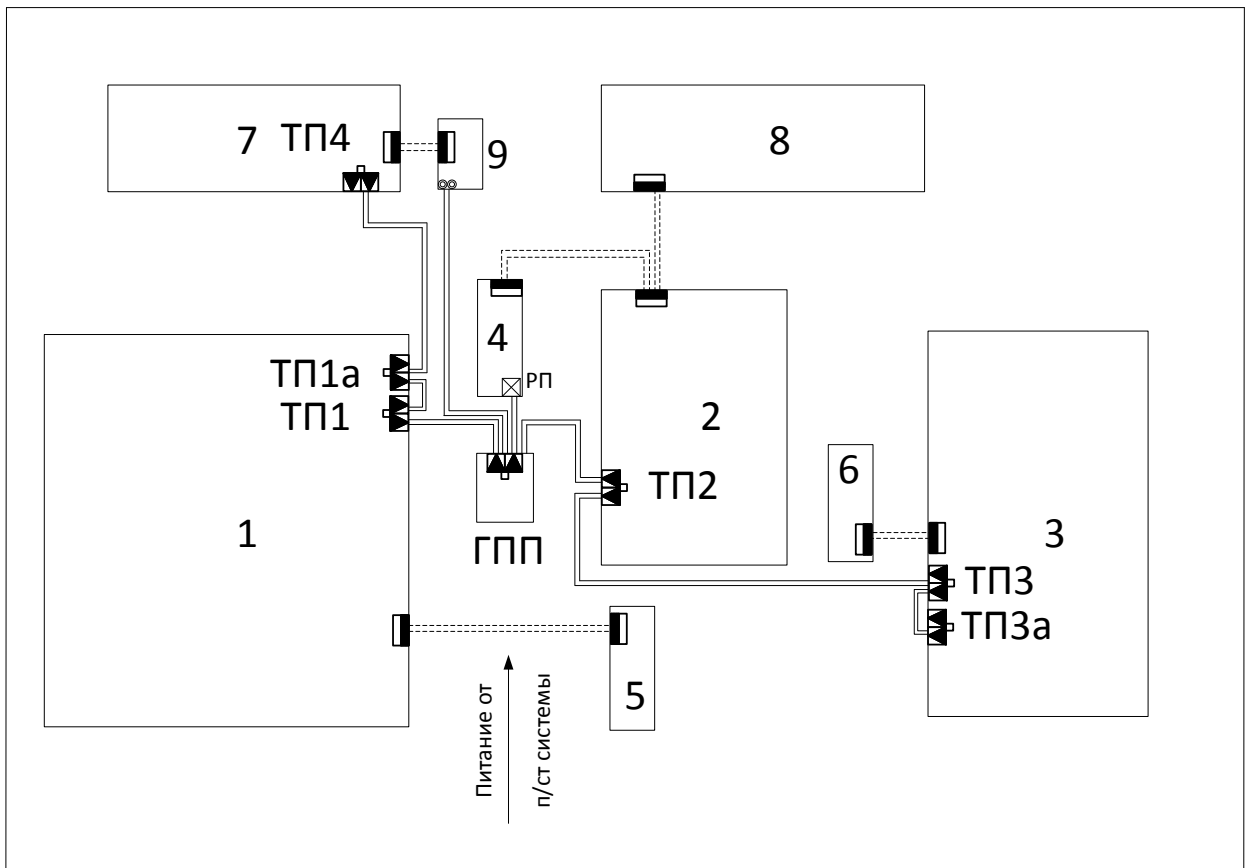


Рисунок 4.2 – Схема внутреннего электроснабжения завода

5 Выбор рационального напряжения электроснабжения предприятия

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение по формуле Стилла, кВ

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16P}; \quad (5.1)$$

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{5,5 + 16 \cdot 17,138} = 72,58,$$

где l – расстояние от источника питания, км.

P – передаваемая мощность равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам ВН ГПП, МВт.

Далее по стандартной шкале выбирают два близлежащих значения номинального напряжения, кВ

$$U'_{ст} \leq U \leq U''_{ст}; \quad (5.2)$$

$$35,0 \leq 72,58 \leq 110,0,$$

где $U'_{ст}$ и $U''_{ст}$ – стандартные значения номинального напряжения, кВ.

Произведем технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения с разным напряжением питания.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При аварии одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, МВА

$$S_{\text{Т.НОМ}} = \frac{S_{p\Sigma}}{K_3 \cdot n_{\text{Т}}}; \quad (6.1)$$

$$S_{\text{Т.НОМ}} = \frac{17138,35}{0,7 \cdot 2} = 12241,68.$$

где $S_{p\Sigma}$ – полная расчетная мощность завода, кВА;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_{\text{Т}}$ – число трансформаторов.

Выбираем по [5] трансформатор ТД-16000/35

Выбираем по [5] трансформатор ТДН-16000/110

В аварийных условиях оставшийся трансформатор должен быть проверен на допустимую перегрузку с учётом возможного отключения потребителей, кВ·А:

$$1,4 \cdot S_{\text{Т.НОМ}} \geq S_{p\Sigma}; \quad (6.2)$$

$$1,4 \cdot 16000 = 22400 \geq 17138,35.$$

Таблица 6 – Каталожные данные трансформатора

| Тип | $S_{\text{НОМ}}$, МВА | Напряжение обм. | | | Потери, кВт | | $U_{\text{к}}$, % ВН- НН | $I_{\text{хх}}$, % | Цена руб. тыс. |
|-------------------|---------------------------|--------------------|----|------|-----------------|-----------------|---------------------------------|---------------------|----------------------|
| | | ВН | СН | НН | $P_{\text{хх}}$ | $P_{\text{кз}}$ | | | |
| ТД-16000/35 | 16 | 38,5 | - | 10,5 | 17,8 | 90,0 | 8,0 | 0,6 | 13,6 |
| ТДН- 16000/110 | 16 | 115 | - | 11,0 | 21,0 | 90,0 | 10,5 | 0,8 | 42,0 |

7 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

Выбор вариантов

Оптимальный вариант схемы электроснабжения промышленного предприятия выбирают по условию минимальных приведенных затрат, рассчитанных по формуле

$$Z = p_n \cdot K + I, \quad (7.1)$$

где K , I – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий;

p_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $p_n = 0,141/\text{год}$.

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{ГПП}}, \quad (7.2)$$

где $K_{\text{л}}$ – капитальные затраты в воздушную и кабельную линию, руб; $K_{\text{ГПП}}$ – капитальные затраты на ГПП, руб.

Капитальные затраты в линии высокого напряжения

$$K_{\text{л}} = K_{\text{уд}} \cdot l, \quad (7.3)$$

где $K_{\text{уд}}$ – стоимость 1 км воздушной или кабельной линии, руб/км; l – длина линии, км.

Суммарные ежегодные расходы в сравниваемых вариантах схем электроснабжения находят по формуле

$$I = \sum_1^n I_{ai} + \sum_1^n I_{oi} + \sum_1^n I_{nэi}, \quad (7.4)$$

где $\sum_1^n I_{ai}$ – суммарные амортизационные отчисления по электрическим сетям и подстанциям, руб/год;

$\sum_1^n I_{oi}$ – суммарные ежегодные расходы на обслуживание электрических сетей и подстанций, руб/год;

$\sum_1^n I_{nэi}$ – суммарная стоимость годовых потерь электроэнергии в сетях и подстанциях, руб/год.

Питание завода может осуществляться от п/ст энергосистемы. При этом возможны два варианта внешнего электроснабжения:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 21 |

1) передача электроэнергии от п/ст энергосистемы до ГПП напряжением 35 кВ с понижением на 10 кВ;

2) передача электроэнергии глухой отпайкой от транзитной двухцепной ЛЭП–115 кВ и распределение по предприятию напряжением 10кВ (см рисунок 7.1).

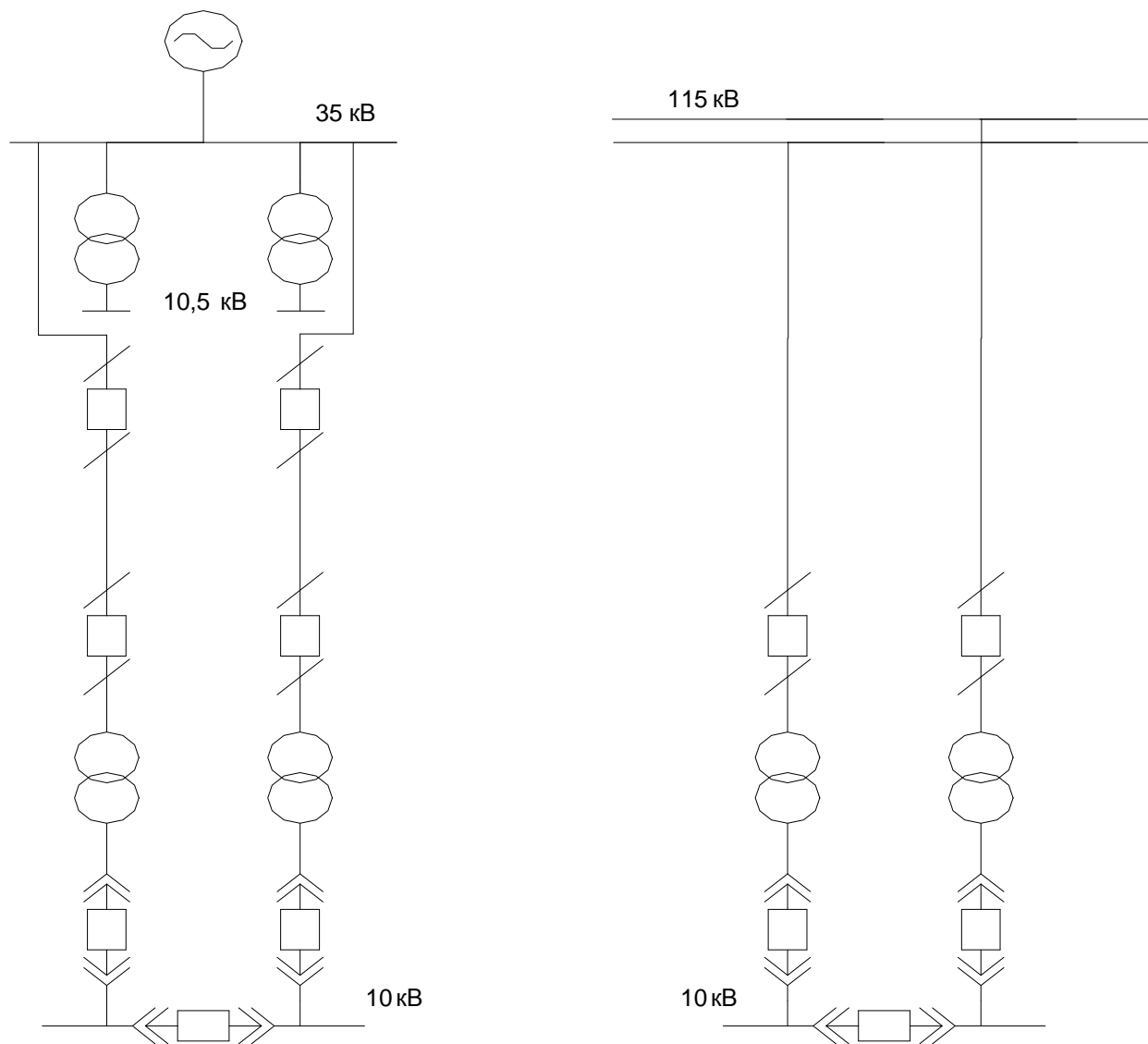


Рисунок 7.1 – варианты схем электроснабжения

7.1 Первый вариант внешнего электроснабжения

7.1.1 Капитальные затраты

Определяем расчетный ток воздушной линии высокого напряжения в нормальном режиме, А

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

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (7.5)$$

$$I_p = \frac{17138,35}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 141,35,$$

где n – число цепей.

По величине расчетного тока и экономической плотности тока рассчитаем нестандартное сечение провода, мм^2

$$S = \frac{I_p}{j_\varepsilon}; \quad (7.6)$$

$$S = \frac{141,35}{1,4} = 100,97,$$

где j_ε – экономическая плотность тока, А/мм^2 ,
 $T_{\text{МАКС}} = 3770$ ч

Максимальный рабочий ток, А

$$I_p = \frac{17138,35}{\sqrt{3} \cdot 35} = 282,7.$$

Принимаем стандартное сечение $S_{\text{станд}} = 120 \text{ мм}^2$.

Для АС120/19 $I_{\text{доп}} = 380 \text{ А} > I_p = 282,7 \text{ А}$

Капитальные затраты на ВЛ

$$K_{\text{кл}} = K_{\text{в}} + K_{\text{л}}, \quad (7.7)$$

где $K_{\text{в}}$ – стоимость выключателей на линии 35 кВ, руб

По [5] стоимость элегазового выключателя ВГТ-35-40/3150У1 равна 147000 руб., стоимость сооружения ВЛ 35 кВ на стальных двухцепных опорах с одновременной подвеской двух цепей и проводом марки АС-120/19 равна 289000 рублей, (цены 2000 г.)

Тогда стоимость:

– четырех выключателей ВГТ-35-40/3150У1, руб

$$K_{\text{в}} = 147000 \cdot 4 = 588000,0.$$

– линии высокого напряжения, руб

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 23 |

$$K_{\text{л}} = 289000 \cdot 5,5 = 1589500,0.$$

Суммарные затраты на ЛЭП, руб

$$K_{\text{вл}} = 294000,0 + 1589500,0 = 1883500,0.$$

Стоимость двух трансформаторов ТД-16000/35, руб

$$K_{\text{тр}} = 2 \cdot 935000 = 1870000,0.$$

Суммарные затраты на ГПП, руб

$$K_{\text{гпп}} = 294000,0 + 1870000,0 = 2164000,0.$$

Суммарные затраты по первому варианту, руб

$$K_{\text{с1}} = K_{\text{вл}} + K_{\text{гпп}} = 1883500,0 + 2164000,0 = 4047500,0.$$

7.1.2 Ежегодные затраты

Величину амортизационных отчислений определяют в процентах от капитальных затрат по элементам схемы внешнего электроснабжения

$$I_a = \sum_1^m \frac{a_i}{100} \cdot K_i, \quad (7.8)$$

где a_i - норматив амортизационных отчислений для i -го элемента схемы электроснабжения;

K_i – капитальные затраты по i -му элементу схемы электроснабжения;

m – число элементов схемы.

По [5] для воздушной линии 35 кВ, $a=2,4$ %; для силового оборудования подстанций $a=6,4$ %.

Амортизационные отчисления по первому варианту, руб

$$I_a = \frac{2,4}{100} \cdot 1589500,0 + \frac{6,4}{100} \cdot 588000,0 + \frac{6,4}{100} \cdot 1870000,0 \\ = 195460,0.$$

Расходы на обслуживание определяют в процентах от капитальных затрат:

$$I_o = \sum_1^m \frac{O_i}{100} \cdot K_i, \quad (7.9)$$

где O_i – норматив расходов на обслуживание i -го элемента схемы внешнего электроснабжения

По [5] для кабельной линии 10кВ, $O=2,0$ %; для оборудования подстанций $O=3,0$ %.

Суммарные затраты на обслуживание по первому варианту, руб

$$I_o = \frac{0,4}{100} \cdot 1589500,0 + \frac{3,0}{100} \cdot 588000,0 + \frac{3,0}{100} \cdot 1870000,0 = 80098,0.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии рассчитывается по формуле

$$I_{нэ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} \cdot 10^{-2}, \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{ч}, \quad (7.10)$$

где β – себестоимость электроэнергии, $\beta = 1,6$ руб/кВт · ч,

$\Delta \mathcal{E}$ – годовые потери электроэнергии в элементах схемы электроснабжения

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_л, \quad (7.11)$$

где $\Delta \mathcal{E}_л$ – годовые потери электроэнергии в кабельной линии, кВт · ч/год

Годовые потери электроэнергии в воздушной линии, кВт · ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_л = \Delta P \cdot \tau, \quad (7.12)$$

где τ – число часов максимальных потерь ;

ΔP – потери активной мощности (кВт) в воздушной линии

$$\Delta P = \frac{(S_p)^2}{U^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n}; \quad (7.13)$$

$$\Delta P = \frac{17,138^2}{35^2} \cdot \frac{0,245 \cdot 5,5}{2} = 182,72,$$

где r_0 – погонное сопротивление линии, Ом/км (см.[1]);

n – число цепей.

Для двухсменного графика работы по [7] годовое число часов использования максимума нагрузки $T_m = 4000$ ч

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 25 |

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10^4}\right)^2 \cdot 8760; \quad (7.14)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,28;$$

$$\Delta \mathcal{E}_л = 182,72 \cdot 2405,28 = 439492,76.$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторе, кВт · ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_m = n_m \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n_m} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{н.тр}}\right)^2 \cdot \tau; \quad (7.15)$$

$$\Delta \mathcal{E}_m = 2 \cdot 17,8 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 90 \cdot \left(\frac{17,138}{16}\right)^2 \cdot 2405,28 = 452321,15.$$

Суммарные потери электроэнергии в первом варианте, кВт · ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = 439492,76 + 452321,15 = 891813,91.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии, руб/год

$$I_{нэ} = 1,6 \cdot 891813,91 \cdot 10^{-2} = 14269,0.$$

Суммарные ежегодные затраты по первому варианту, руб/год

$$I_{\Sigma 1} = I_a + I_o + I_{нэ}; \quad (7.16)$$

$$I_{\Sigma 1} = 195460,0 + 80098,0 + 14269,0 = 289827,0$$

7.1.3 Приведенные затраты

Приведенные затраты по первому варианту, руб

$$Z = p_n \cdot K_{кл} + I_{\Sigma 1}; \quad (7.17)$$

$$Z = 0,14 \cdot 4047500,0 + 289827,0 = 856477,0.$$

7.2 Второй вариант внешнего электроснабжения

7.2.1 Капитальные затраты

Определяем расчетный ток воздушной линии высокого напряжения в нормальном режиме, А

$$I_p = \frac{17138,35}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 44,98,$$

где n – число цепей.

По величине расчетного тока и экономической плотности тока рассчитаем нестандартное сечение проводов линии 110 кВ, мм²

$$S = \frac{44,98}{1,4} = 32,13,$$

где j_e – экономическая плотность тока, А/мм²
Максимальный рабочий ток, А

$$I_p = \frac{17138,35}{\sqrt{3} \cdot 110} = 89,96,$$

Принимаем стандартное сечение $S_{\text{станд}} = 70 \text{ мм}^2$.

Для провода АС-70 $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ (см.[5]); $I_{\text{доп}} \geq I_p$

По [5] стоимость выключателей ВГТ-110-40/3150У1 равна 300000 руб.
Тогда стоимость 2 выключателей, руб

$$K_B = 2 \cdot 300000 = 600000,0.$$

Стоимость сооружения воздушной линии 110 кВ на стальных двухцепных опорах с одновременной подвеской двух цепей и проводом марки АС-70 по [5] равна, $K_{\text{уд}} = 292000 \text{ руб/км}$.

Стоимость линии высокого напряжения, руб

$$K_L = 292000,0 \cdot 12,0 = 3504000,0.$$

Суммарные затраты на ЛЭП, руб

$$K_{\text{лэп}} = 600000,0 + 3504000,0 = 4104000,0.$$

Стоимость двух трансформаторов ТДН-16000/110 по [5], руб

$$K_T = 2 \cdot 1050000 = 2100000,0.$$

Суммарные затраты по второму варианту, руб

$$K_{\Sigma 1} = 4104000,0 + 2100000,0 = 6204000,0.$$

7.2.2. Ежегодные затраты

Величину амортизационных отчислений определяют в процентах от капитальных затрат по элементам схемы внешнего электроснабжения

По [5] для линии 110 кВ, $a = 2,4\%$; для силового оборудования подстанций $a = 6,4\%$.

Амортизационные отчисления по первому варианту, руб

$$I_a = \frac{2,4}{100} \cdot 3504000,0 + \frac{6,4}{100} \cdot 600000,0 + \frac{6,4}{100} \cdot 2100000,0 \\ = 256896,0.$$

Расходы на обслуживание определяют в процентах от капитальных затрат

По [5] для линии 110 кВ, $O = 0,4\%$; для оборудования подстанций $O = 3\%$.

Суммарные затраты на обслуживание по второму варианту, руб

$$I_o = \frac{0,4}{100} \cdot 3504000,0 + \frac{3,0}{100} \cdot 600000,0 + \frac{3,0}{100} \cdot 2100000,0 = 95016,0.$$

Потери активной мощности (кВт) в воздушной линии

$$\Delta P = \frac{17,138^2}{110^2} \cdot \frac{0,42 \cdot 12,0}{2} = 69,2,$$

где r_0 –погонное сопротивление линии, Ом/км (см.[7]);

n –число цепей.

Для двухсменного графика работы по [7] годовое число часов использования максимума нагрузки $T_m = 4000$ ч

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,28;$$

$$\Delta \mathcal{E}_л = 69,2 \cdot 2405,28 = 166445,37.$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт · ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_m = 2 \cdot 21 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 90 \cdot \left(\frac{17,138}{16}\right)^2 \cdot 2405,28 = 508385,15.$$

Суммарные потери электроэнергии во втором варианте, кВт · ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = 166445,37 + 508385,15 = 674830,52.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии, руб/год

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 28 |

$$I_{нэ} = 1,6 \cdot 674830,52 \cdot 10^{-2} = 10797,3.$$

Суммарные ежегодные затраты по второму варианту, руб/год

$$I_{\Sigma 1} = 256896,0 + 95016,0 + 10797,3 = 362709,3.$$

7.2.3 Приведенные затраты

Приведенные затраты по второму варианту, руб

$$З = 0,14 \cdot 6204000,0 + 362709,3 = 1231269,3.$$

Таблица 7.1 – приведенные затраты вариантов

| варианты | Капитальные затраты | Ежегодные расходы, руб/год | | | Приведенные затраты, руб/год |
|----------|---------------------|----------------------------|---------|----------|------------------------------|
| | | I_a | I_o | $I_{нэ}$ | |
| 1 | 4047500,0 | 195460,0 | 80098,0 | 14269,0 | 856477,0 |
| 2 | 6204000,0 | 256896,0 | 95016,0 | 10797,3 | 1231269,3 |

По приведенным затратам видно, что вариант 1 (35 кВ) более экономичен, чем вариант 2 (110 кВ) на 30,44 %. Исходя из этого для внешнего электроснабжения выбираем вариант 1 (35 кВ).

8 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности σ_H нагрузки

$$\sigma_H = \frac{S_p}{F}, \quad (8.1)$$

где S_p – расчетная нагрузка цеха, кВ · А; F – площадь цеха, м².

Результаты расчета удельной плотности нагрузки цехов занесем в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Результаты расчета удельной плотности нагрузки цехов

| цех | S_p | Площадь, F | Плотность нагрузки |
|--|----------|------------|--------------------|
| 1. Главный корпус | 3406,165 | 57810,000 | 0,059 |
| 2. Склад №2 | 875,480 | 20780,000 | 0,042 |
| 3. Металлообработка | 3294,109 | 33515,000 | 0,098 |
| 4. Компрессорная: а) 0,4 кВ, | 572,589 | 1900,000 | 0,301 |
| 5. Бытовой корпус № 1 | 474,150 | 2030,000 | 0,234 |
| 6. Бытовой корпус № 2 | 574,311 | 1900,000 | 0,302 |
| 7. Вспомогательный корпус | 2746,465 | 12150,000 | 0,226 |
| 8. Склад № 1 | 445,783 | 13670,000 | 0,033 |
| 9. Центральный тепловой пункт а) 0,4 кВ, | 611,960 | 940,000 | 0,651 |

При плотности нагрузки до $\sigma_H = 0,2$ кВ · А/м² целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 и 1600 кВ · А, а при плотности 0,2- 0,5 кВ · А/м² мощностью 1600 кВ · А. При плотности более 0,5 кВ · А/м² целесообразность применения трансформаторов мощностью 1600 или 2500 кВ · А.

Выбор номинальной мощности трансформаторов производят по расчетной мощности нормального и аварийного режимов работы исходя из рациональной загрузки в нормальном режиме и с учетом минимально необходимого резервирования в послеаварийном режиме. Номинальную мощность трансформаторов $S_{ном.т}$ определяют по средней нагрузке за максимально загруженную смену

$$S_{ном.т} = \frac{S_{см}}{(N \cdot K_3)}, \quad (8.2)$$

где N – число трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, равный для цехов преобладающей нагрузкой 1 категории $K_3 = 0,75 - 0,8$, для 2 категории $K_3 = 0,8 - 0,9$, для 3 категории $K_3 = 0,95 - 1,0$.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 30 |

При выборе числа и мощности ЦТП одновременно решают вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, рассчитывают по минимуму приведенных затрат в два этапа:

1) выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

2) определяют дополнительную мощность НБК в целях снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6-10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность $Q_{\text{нк}}$ НБК составит

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}}, \quad (8.3)$$

где $Q_{\text{нк1}}$ и $Q_{\text{нк2}}$ – суммарная мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

Минимальное число цеховых трансформаторов N_{min} одинаково мощности $S_{\text{ном.т}}$, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяют по формуле

$$N_{\text{min}} = \frac{P_{\text{см}}}{(K_3 \cdot S_{\text{ном.т}})} + \Delta N, \quad (8.4)$$

где $P_{\text{см}}$ – средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее нагруженную смену; K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора; ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов определяется по формуле

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m, \quad (8.5)$$

где m – дополнительно установленные трансформаторы.

Определяем номинальную мощность трансформаторов в ТП1-5 и результаты занесем в таблицу 8.2

$$S_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{см}}}{(N \cdot K_3)}. \quad (8.6)$$

- ТП1. От ТП1 запитаны цеха № 1, 5
- ТП2. От ТП2 запитаны цеха № 2, 4, 8
- ТП3. От ТП3 запитаны цеха № 3, 6
- ТП4. От ТП4 запитаны цеха № 7, 9

Таблица 8.2 – Технические данные трансформаторов

| | $S_{\text{НОМ.Т}},$ кВ · А | Тип тран-ра | $\Delta P_{\text{XX}},$ кВт | $\Delta P_{\text{КЗ}},$ кВт | $U_{\text{к}},$ % | $I_{\text{XX}},$ % | Цена тыс. руб. |
|-----|-------------------------------|---------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| ТП1 | 1000 | ТСЗ- 1000/10/0,4 | 3,0 | 11,2 | 5,5 | 1,5 | 6,29 |
| ТП2 | 1000 | ТСЗ- 1000/10/0,4 | 3,0 | 11,2 | 5,5 | 1,5 | 6,29 |
| ТП3 | 1000 | ТСЗ- 1000/10/0,4 | 3,0 | 11,2 | 5,5 | 1,5 | 6,29 |
| ТП4 | 1600 | ТСЗ- 1600/10/0,4 | 4,2 | 16,0 | 5,5 | 1,5 | 8,595 |

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов в ТП1
От ТП1 запитаны цеха № 1, 5

$$N_{\text{min}} = \frac{3242,0}{0,85 \cdot 1000} + 0,186 = 4.$$

Определяем число трансформаторов

$$N_{\text{ОПТ}} = 4 + 0 = 4,$$

где m – определено по [3] рисунку 1.5, а.

Находим по [3] наибольшую реактивную мощность (квар), которую целесообразно передать через трансформаторы

$$Q_{\text{max.т}} = \sqrt{(N_{\text{ОПТ}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{НОМ.Т}})^2 - P_{\text{СМ}}^2}; \quad (8.7)$$

$$Q_{\text{max.т}} = \sqrt{(4 \cdot 0,85 \cdot 1000)^2 - 3242,0^2} = 1024,42.$$

Определим мощность $Q_{\text{НК1}}$, квар

$$Q_{\text{НК1}} = Q_{\text{СМ}} - Q_{\text{max.т}}; \quad (8.8)$$

$$Q_{\text{НК1}} = 1898,0 - 1024,42 = 873,58.$$

Находим дополнительную мощность $Q_{\text{НК2}}$, квар

$$Q_{\text{НК2}} = Q_{\text{СМ}} - Q_{\text{НК1}} - \gamma \cdot N_{\text{ОПТ}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}; \quad (8.9)$$

$$Q_{\text{НК2}} = 1898,0 - 873,58 - 0,55 \cdot 4 \cdot 1000 = -151,16,$$

где $\gamma = 0,55$ согласно рис. 1.7 б при $K_{p1} = 15$ (табл. 1.3) и $K_{p2} = 3$ (табл. 1.4).

Если в расчетах окажется, что $Q_{нк2} < 0$, то для этого трансформатора реактивная мощность принимается равной нулю.

Суммарная мощность (квар) НБК цеха равна

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}; \quad (8.10)$$

$$Q_{нк} = 873,58 + 0 = 873,58.$$

Устанавливаем 4 НБК марки УКМ 58-04-225-37,5УЗ.

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов в ТП2.

От ТП2 запитаны цеха № 2, 4, 8

$$N_{min} = \frac{1585,0}{0,8 \cdot 1000} + 0,018 = 2.$$

Определяем число трансформаторов

$$N_{опт} = 2 + 0 = 2,$$

где m – определено по [3] рисунку 1.5, а.

Находим по [3] наибольшую реактивную мощность (квар), которую целесообразно передать через трансформаторы

$$Q_{max.т} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 1585,0^2} = 218,57.$$

Определим мощность $Q_{нк1}$, квар

$$Q_{нк1} = 892,4 - 218,57 = 673,83.$$

Находим дополнительную мощность $Q_{нк2}$, квар

$$Q_{нк2} = 892,4 - 673,83 - 0,55 \cdot 2 \cdot 1000 = -881,43,$$

где $\gamma = 0,55$ согласно рис. 1.7 б при $K_{p1} = 15$ (табл. 1.3) и $K_{p2} = 3$ (табл. 1.4).

Если в расчетах окажется, что $Q_{нк2} < 0$, то для этого трансформатора реактивная мощность принимается равной нулю.

Суммарная мощность (квар) НБК цеха равна

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 33 |

$$Q_{\text{нк}} = 673,83 + 0 = 673,83.$$

Устанавливаем два НБК марки УКМ 58-04-337,5-37,5УЗ.

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов в ТПЗ.

От ТПЗ запитаны цеха № 3, 6

$$N_{\text{min}} = \frac{3102,0}{0,8 \cdot 1000} + 0,123 = 4.$$

Определяем число трансформаторов

$$N_{\text{опт}} = 4 + 0 = 4,$$

где m – определено по [3] рисунку 1.5, а.

Находим по [3] наибольшую реактивную мощность (квар), которую целесообразно передать через трансформаторы

$$Q_{\text{max.т}} = \sqrt{(4 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 3102,0^2} = 785,87.$$

Определим мощность $Q_{\text{нк1}}$, квар

$$Q_{\text{нк1}} = 2140,0 - 785,87 = 1354,13.$$

Находим дополнительную мощность $Q_{\text{нк2}}$, квар

$$Q_{\text{нк2}} = 2140,0 - 1354,13 - 0,55 \cdot 4 \cdot 1000 = -1414,13,$$

где $\gamma = 0,55$ согласно рис. 1.7 б при $K_{p1} = 15$ (табл. 1.3) и $K_{p2} = 3$ (табл. 1.4).

Если в расчетах окажется, что $Q_{\text{нк2}} < 0$, то для этого трансформатора реактивная мощность принимается равной нулю.

Суммарная мощность (квар) НБК цеха равна

$$Q_{\text{нк}} = 1354,13 + 0 = 1354,13.$$

Устанавливаем 4 НБК марки УКМ 58-04-402-67УЗ.

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов в ТП4.

От ТП4 запитаны цеха № 7, 9

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 34 |

$$N_{min} = \frac{2467,0}{0,8 \cdot 1600} + 0,073 = 2.$$

Определяем число трансформаторов

$$N_{опт} = 2 + 0 = 2,$$

где m – определено по [3] рисунку 1.5, а.

Находим по [3] наибольшую реактивную мощность (квар), которую целесообразно передать через трансформаторы

$$Q_{max.т} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1600)^2 - 2467,0^2} = 683,75.$$

Определим мощность $Q_{нк1}$, квар

$$Q_{нк1} = 2217,0 - 683,75 = 1533,25.$$

Находим дополнительную мощность $Q_{нк2}$, квар

$$Q_{нк2} = 2217,0 - 1533,25 - 0,48 \cdot 2 \cdot 1600 = -852,25,$$

где $\gamma = 0,48$ согласно рис. 1.7 б при $K_{p1} = 15$ (табл. 1.3) и $K_{p2} = 2$ (табл. 1.4).

Если в расчетах окажется, что $Q_{нк2} < 0$, то для этого трансформатора реактивная мощность принимается равной нулю.

Суммарная мощность (квар) НБК цеха равна

$$Q_{нк} = 1533,25 + 0 = 1533,25.$$

Устанавливаем 4 НБК марки УКМ 58-0,4-402-67УЗ.

Таблица 8.3 – Результаты расчета выбора НБК

| ТП | Q _p , квар | Q _{МАХ.Т.} , квар | Q _{НК1} , квар | Q _{НК2} , квар | Q _{НК,расч.} , квар | Q _{НКфакт} , квар | Кол-во НБК | Марка и мощность НБК |
|-----|--------------------------|-------------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------------|-------------------------------|---------------|-------------------------|
| ТП1 | 1898,0 | 1024,42 | 873,58 | -151,16 | 873,58 | 900,0 | 4 | УКМ 58-0,4-225-37,5У3 |
| ТП2 | 892,4 | 218,57 | 673,83 | -881,43 | 673,83 | 675,0 | 2 | УКМ 58-0,4-337,5-37,5У3 |
| ТП3 | 2140,0 | 785,87 | 1354,13 | -1414,13 | 1354,13 | 1608,0 | 4 | УКМ 58-0,4-402-67У3 |
| ТП4 | 2217,0 | 683,75 | 1533,25 | -852,25 | 1533,25 | 1608,0 | 4 | УКМ 58-0,4-402-67У3 |

Выбор высоковольтных конденсаторов

Таблица 8.4 – Расчетные активные и реактивные нагрузки предприятия

| Наименование объекта | Расчетные нагрузки | | | Количество и мощность це- ховых транс- форматоров, шт. × кВА | ΔQ _{цт} , квар | Q _{нкф} , кВА |
|--|----------------------|-----------------------|----------------------|--|----------------------------|---------------------------|
| | P _p , кВт | Q _p , квар | S _p , кВА | | | |
| 1. Главный корпус | 2170 | 1627,5 | 3406,165 | 4x1000 | 196 | 900 |
| 2. Склад №2 | 500 | 375 | 875,4801 | 2x1000 | 98 | 675 |
| 3. Металлообработка | 2292 | 1719 | 3294,109 | 4x1000 | 196 | 1608 |
| 4. Компрессорная: а) 0,4 кВ, б) СД 10 кВ | 440 5120 | 330 -3840 | 572,5885 6400 | | | |
| 5. Бытовой корпус № 1 | 360 | 270 | 474,1498 | | | |
| 6. Бытовой корпус № 2 | 360 | 420,89 | 574,3114 | | | |
| 7. Вспомогательный корпус | 1820,5 | 1857,3 | 2746,465 | 2x1600 | 150 | 1608 |
| 8. Склад № 1 | 212,5 | 187,41 | 445,7826 | | | |
| 9. Центральный тепловой пункта) 0,4 кВ б) СД 10 кВ | 480 1280 | 360 -960 | 611,96 1600 | | | |
| Всего на шинах 10 кВ ГПП 35/10 | 15035 | 2347,1 | 15217,1 | | 640 | 4791 |
| Итого: с учетом коэффициента максимумов нагрузок K _м = 0,95 | 14283,25 | 2229,745 | 14456,245 | | 640 | 4791 |

Определяем потери реактивной мощности, квар, в трансформаторах ГПП мощностью 16000 кВА

$$\Delta Q_{T,гпп} = 0,1 \cdot S_p; \quad (8.11)$$

$$\Delta Q_{T,гпп} = 0,1 \cdot 14456,245 = 1445,624.$$

Определяем суммарную реактивную нагрузку предприятия на стороне 35 кВ ГП

$$Q_{p,ВВ} = \sum_{i=1}^n Q_{p,В} + \sum_{i=1}^n Q_{p,ЦТ} - \sum_{i=1}^n Q_{НКФ} + \sum_{i=1}^n \Delta Q_{ЦТ} + \Delta Q_{Т.ГПП}; \quad (8.12)$$

$$Q_{p,ВВ} = -3840 - 960 + 1627,5 + 375 + 1719 + 330 + 270 + 420,89 + \\ + 1857,3 + 187,41 + 360 - 900 - 675 - 1608 - 1608 + 196 + 98 + 196 + \\ + 150 + 1445,624 - 0 = -358,276.$$

Отсюда следует, что на шинах 10 кВ ГПП 35/10 кВ ВБК не устанавливаются.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 37 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

9 Выбор сечения воздушной и кабельных линий

Определим сечение воздушной линии от п/ст энергосистемы до ГПП методом экономической плотности тока. Определим расчётный ток питающих линий в нормальном I_p и послеаварийных режимах I_{pmax} , А

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (9.1)$$

$$I_{pmax} = \frac{17138,35}{\sqrt{3} \cdot 35} = 282,7,$$

где U_n – номинальное напряжение ВЛ;
 n – число параллельных цепей ВЛ;
 S_p – расчётная мощность.

Определим нестандартное сечение кабеля по экономической плотности тока, мм²

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{э}}; \quad (9.2)$$

$$F_{эк} = \frac{141,35}{1,4} = 100,96,$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока выбранная по таблице 4.1 при числе нагрузки $T_{max} > 3000$ ч.

Принимаем стандартное сечение $S_{станд} = 120/19$ мм².

Для АС120/19 $I_{доп} = 380$ А $> I_p = 282,7$ А

Определим расчётный ток питающей линии от ГПП до ТП1 в нормальном I_p и послеаварийных I_{pmax} режимах. По кабелю от ГПП до ТП1 запитаны цеха № 1, 7, 9. При расчете кабельных линий в качестве расчетной мощности берется номинальная мощность трансформаторов. В ТП1 установлены 4 трансформатора мощностью 1000 кВА каждый и в ТП4 установлены 2 трансформатора мощностью по 1600 кВА.

$$I_p = \frac{7200,0}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10,5} = 197,95;$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 38 |

$$I_{pmax} = \frac{7200,0}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 395,9,$$

где U_n – номинальное напряжение КЛ;

n – число параллельных цепей КЛ;

S_p – расчётная мощность.

Определяем нестандартное сечение кабеля по экономической плотности тока, мм^2 ,

$$F_{\text{эк}} = \frac{197,95}{1,4} = 141,4,$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока выбранная по таблице 4.1 для кабелей с алюминиевыми жилами из сшитого полиэтилена при числе нагрузки $T_{max} > 3000$ ч.

По таблице 7.10 [5] выбираем кабель из сшитого полиэтилена сечением $3 \times (1 \times 240) \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 428$ А. Проведем проверку кабеля по нагреву, А

$$I_p = 395,9 < I_{\text{доп}} = 428,0,$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток нагрузки.

Проверяем выбранное сечение по допустимому нагреву, учитывая допустимую нагрузку в послеаварийном режиме и снижения допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее.

Принимаем время ликвидации аварии в максимальным (6 ч), а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме 0,6. Из таблицы 4.15 [3] находим, что допустимая перегрузка $K_3 = 1,23$.

Коэффициент K_2 снижения токовой нагрузки принимаем по таблице 4.14 [3] равным 1,0. Коэффициент K_1 принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчётной температуре среды, для которой составлены таблицы для определения $I_{\text{доп}}$.

$$K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{pmax}, \quad (9.3)$$

или

$$1 \cdot 1 \cdot 1,23 \cdot 428 = 526,44 \geq 395,9.$$

Аналогично произведём расчёты для остальных цехов, и данные занесём в таблицу 9.1.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 39 |

Таблица 9.1 – Результаты расчётов и выбора КЛ

| Цех по плану | Диспетчерское наименование | Марка провода, кабеля | Сечение провода, кабеля, мм ² | I _{доп} , А | I _{р max} , А |
|--------------|--------------------------------------|-----------------------|--|----------------------|------------------------|
| | ЛЭП 35 кВ – ГПП-10 кВ | АС 120/19 | 120/19 | 380,0 | 282,7 |
| 1 | от ГПП-10 кВ до ТП-1 | АПвП | 1(3x185) | 526,44 | 395,9 |
| 7 | от ТП1 до ТП4 | АПвП | 1(3x50) | 239,85 | 175,95 |
| 9 | от ТП4 до РУСН-0,4 кВ (цех 9) | АПвП | 2(3x240) | 947,6 | 880,0 |
| 5 | от ТП4 до РУСН-0,4 кВ (цех 5) | АПвП | 2(3x150) | 728,4 | 677,7 |
| 2 | от ГПП-10 кВ до ТП-2 | АПвП | 1(3x185) | 456,33 | 330,0 |
| 4 | от ТП2 до РУСН-0,4 кВ (цех 4) | АПвП | 2(3x185) | 821,39 | 820,2 |
| 8 | от ТП2 до РУСН-0,4 кВ (цех 8) | АПвП | 2(3x120) | 659,77 | 605,3 |
| 3 | от ТП2 до ТП3 | АПвП | 1(3x50) | 239,85 | 220,0 |
| 6 | от ТП3 до РУСН-0,4 кВ (цех 6) | АПвП | 2(3x185) | 821,39 | 820,99 |
| 15 | От ГПП-10 кВ до СД 10 кВ (цех 9) | АПвП | 1(3x50) | 239,85 | 54,98 |
| 16 | От ГПП-10 кВ до СД 10 кВ (цех 4, РП) | АПвП | 1(3x185) | 456,33 | 439,88 |

10 Расчёт токов короткого замыкания

Принимаем за базисные единицы $S_б = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и среднее напряжение $U_{б1} = 37 \text{ кВ}$, $U_{б2} = 10,5 \text{ кВ}$. Определяем базисный ток, кА

$$I_{бi} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}; \quad (10.1)$$

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56;$$

$$I_{б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,498.$$

Составляем схему замещения (рис.10.1) и определяем сопротивления элементов в базисных единицах:

– сопротивление трансформатора Т1

$$x_1 = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (10.2)$$

$$x_1 = \frac{10,4}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,26.$$

– сопротивление линий

$$x_i = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (10.3)$$

$$r_i = r_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{\text{ср}}^2}. \quad (10.4)$$

– сопротивление линии L_1

$$x_2 = 0,403 \cdot 5,5 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,162;$$

$$r_2 = 0,249 \cdot 5,5 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,1.$$

– сопротивление трансформатора Т2

$$x_3 = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,5.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 41 |

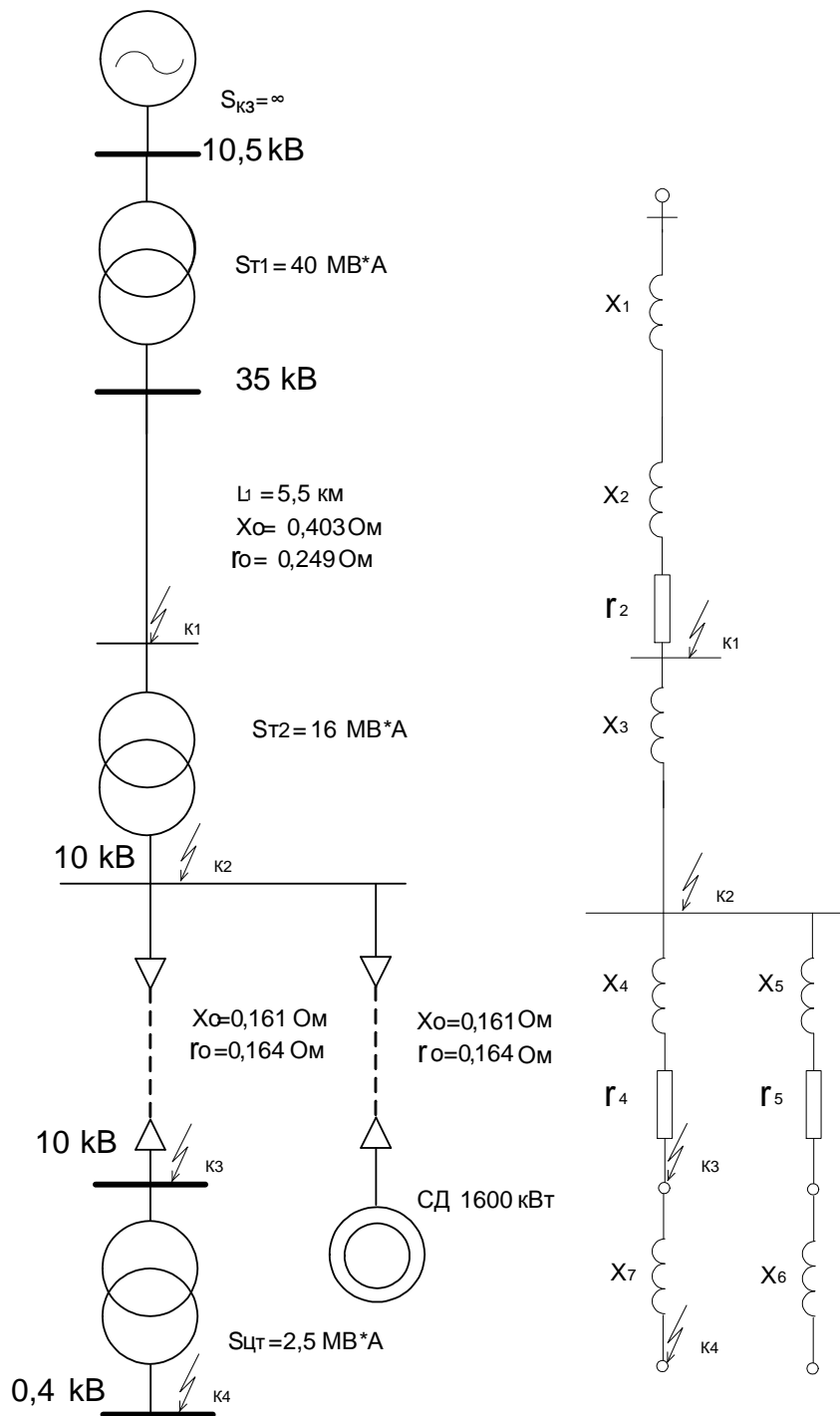


Рисунок 10.1 – Исходная схема и схема замещения

– сопротивление линии L_2

$$x_4 = 0,161 \cdot 0,25 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0365;$$

$$r_4 = 0,164 \cdot 0,25 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0372.$$

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

– сопротивление линии L_3

$$x_5 = 0,161 \cdot 0,35 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0511;$$

$$r_5 = 0,164 \cdot 0,35 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,052.$$

– сопротивление синхронного двигателя

$$x_{\text{ДВ}} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ,ДВ}}}; \quad (10.5)$$

$$x_{\text{ДВ}} = 0,112 \cdot \frac{100}{2,0} = 5,6,$$

где

$$S_{\text{НОМ,ДВ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\cos \varphi}; \quad (10.6)$$

$$S_{\text{НОМ,ДВ}} = \frac{1600}{0,8} = 2,0.$$

Определяем суммарное сопротивление со стороны генератора до точки К1

$$x_{\Sigma\Gamma1*} = x_1 + x_2; \quad (10.7)$$

$$x_{\Sigma\Gamma1*} = 0,26 + 0,162 = 0,422;$$

$$r_1 = 0,1.$$

Определяем ток КЗ в точке К1. Так как условие $r_{\Sigma} < x_{\Sigma}/3$ для точки К1 выполняется, то не учитываем в расчетах активное сопротивление, кА

$$I_{\text{к.гК1}} = \frac{I_{61}}{x_{\Sigma\Gamma1*}}; \quad (10.8)$$

$$I_{\text{к.гК1}} = \frac{1,56}{0,422} = 3,697.$$

Определяем суммарное сопротивление со стороны генератора и со стороны синхронного двигателя до точки К2.

$$x_{\Sigma\Gamma2*} = x_{\Sigma\Gamma1*} + x_3; \quad (10.9)$$

$$x_{\Sigma\Gamma2*} = 0,422 + 0,5 = 0,922;$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 43 |

$$x_{\Sigma CD2*} = x_6 + x_5; \quad (10.10)$$

$$x_{\Sigma CD2*} = 5,6 + 0,0511 = 5,561.$$

Определяем ток КЗ в точке К2. Так как условие $r_{\Sigma} < x_{\Sigma}/3$ для точки К2 выполняется, то не учитываем в расчетах активное сопротивление, кА

$$I_{к.гi} = \frac{I_{G2}}{x_{\Sigma i*}}; \quad (10.11)$$

$$I_{к.гК2} = \frac{5,498}{0,922} = 5,963;$$

$$I_{к.сдК2} = \frac{5,498}{5,561} = 0,989.$$

Суммарный ток в точке К2, кА

$$I_{к.К2} = I_{к.гК2} + I_{к.сдК2}; \quad (10.12)$$

$$I_{к.К2} = 5,963 + 0,989 = 6,952.$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К3. Объединять генератор и синхронный двигатель нельзя, поэтому определяем токи с помощью коэффициентов распределения. Находим эквивалентное сопротивление от источников питания, коэффициенты распределения и результирующее сопротивления до точки К1.

$$x_{\text{ЭКВ}2*} = \frac{x_{\Sigma Г2*} \cdot x_{\Sigma CD2*}}{x_{\Sigma Г2*} + x_{\Sigma CD2*}}; \quad (10.13)$$

$$x_{\text{ЭКВ}2*} = \frac{0,922 \cdot 5,561}{0,922 + 5,561} = 0,791;$$

$$K_{pi} = \frac{x_{\text{ЭКВ}2*}}{x_{\Sigma i*}}; \quad (10.14)$$

$$K_{p1} = \frac{0,791}{0,922} = 0,858;$$

$$K_{p2} = \frac{0,791}{5,561} = 0,142;$$

$$x_{\text{рез}3*} = x_{\text{ЭКВ}2*} + x_4; \quad (10.15)$$

$$x_{\text{рез}3*} = 0,791 + 0,0365 = 0,828;$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 44 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$x_{\text{рез}i*} = \frac{x_{\text{рез}3*}}{K_{pi}}; \quad (10.16)$$

$$x_{\text{рез}13*} = \frac{0,828}{0,858} = 0,965;$$

$$x_{\text{рез}23*} = \frac{0,828}{0,142} = 5,831.$$

Определяем токи в точке К3 отдельно от генератора и от синхронного двигателя

$$I_{\text{к.г}i3} = \frac{I_{62}}{x_{\text{рез}i*}}; \quad (10.17)$$

$$I_{\text{к.г}К3} = \frac{5,498}{0,965} = 5,697;$$

$$I_{\text{к.сд}К3} = \frac{5,498}{5,831} = 0,943.$$

Суммарный ток в точке К3, кА

$$I_{\text{к.К}3} = I_{\text{к.г}К3} + I_{\text{к.сд}К3}; \quad (10.18)$$

$$I_{\text{к.К}3} = 5,697 + 0,943 = 6,64.$$

Определяем ток в точке К4

Приведенное к базисному напряжению $U = 0,4$ кВ сопротивление, Ом, элементов схемы до цехового трансформатора составит

$$x_{\text{рез}4;0,4} = x_{\text{рез}3*} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2; \quad (10.19)$$

$$x_{\text{рез}4;0,4} = 0,828 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 1,202.$$

Определяем сопротивление, мОм, цехового трансформатора

$$r_{\text{цт}} = \frac{\Delta P_k}{S_{\text{н.т}}} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н.т}}}; \quad (10.20)$$

$$r_{\text{цт}} = \frac{25,0}{2500} \cdot \frac{0,4^2}{2500} \cdot 10^6 = 0,64;$$

$$x_{цт} = \sqrt{\left(\frac{u_k, \%}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_k}{S_{н.т}}\right)^2} \cdot \frac{U_H^2}{S_{н.т}} \cdot 10^6; \quad (10.21)$$

$$x_{цт} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{25,0}{2500}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{2500} \cdot 10^6 = 3,461.$$

Рассчитываем суммарное реактивное сопротивление, мОм, до точки К4

$$x_{\Sigma К4} = x_{рез4;0,4} + x_{цт}; \quad (10.22)$$

$$x_{\Sigma К4} = 1,202 + 3,461 = 4,663.$$

Суммарное активное сопротивление, мОм, кроме сопротивления цехового трансформатора, должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этого вводим в расчет добавочное сопротивление, которое на шинах подстанции составляет 15 мОм

$$r_{\Sigma К4} = r_{цт} + r_{доб}; \quad (10.23)$$

$$r_{\Sigma К4} = 0,64 + 15 = 15,64.$$

Определяем ток, кА, К3 в точке К4

$$I_{к.К4} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \sqrt{x_{\Sigma К4}^2 + r_{\Sigma К4}^2}}; \quad (10.24)$$

$$I_{к.К4} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{4,663^2 + 15,64^2}} = 14,15.$$

Определяем ударный ток в точках К1, К2, К3, кА. Находим ударные коэффициенты (табл. 3.3) [7], $K_{уд1} = K_{уд2} = K_{уд3} = 1,8$

$$i_{уди} = \sqrt{2} \cdot I_{к.Ки} \cdot K_{уди}; \quad (10.25)$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot I_{к.К1} \cdot K_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 3,697 \cdot 1,8 = 9,41;$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot I_{к.К2} \cdot K_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 6,952 \cdot 1,8 = 17,7;$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot I_{к.К3} \cdot K_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 6,64 \cdot 1,8 = 16,9.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 46 |

Рассчитываем ударный ток, кА, в точке К4. Находим ударный коэффициент по кривой в зависимости от отношения x_{Σ}/r_{Σ}

$$T_{a1} = \frac{x_{\Sigma K4}}{r_{\Sigma K4}}; \quad (10.26)$$

$$T_{a1} = \frac{4,663}{15,64} = 0,298;$$

$$K_{уд4} = 1,25;$$

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 14,15 \cdot 1,25 = 25,01.$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени t определяется по выражению:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{к.К1} \cdot e^{-t/T_a}. \quad (10.27)$$

Примем по [7] для энергосистемы, связанной с точкой КЗ ВЛ напряжением 35 кВ: $T_a=0,05$ с. Время t определяет собой сумму минимального времени действий релейной защиты и собственного времени отключения конкретного выключателя (ВВУ-35-40/2000У1): $t = t_{рз} + t_{св} = 0,01 + 0,07 = 0,08$ с, для ВВЭ-10-31,5/1600У1 $t = t_{рз} + t_{св} = 0,01 + 0,055 = 0,065$ с.

Таким образом, апериодическая составляющая тока КЗ определится как, кА

$$I_{ati} = \sqrt{2} \cdot I_{к.Ки} \cdot e^{-t/T_a}; \quad (10.28)$$

$$I_{at1} = \sqrt{2} \cdot 3,697 \cdot e^{-0,08/0,05} = 1,05;$$

$$I_{at2} = \sqrt{2} \cdot 6,952 \cdot e^{-0,065/0,05} = 2,68;$$

$$I_{at3} = \sqrt{2} \cdot 6,64 \cdot e^{-0,065/0,05} = 2,56;$$

$$I_{at4} = \sqrt{2} \cdot 14,15 \cdot e^{-0,065/0,05} = 5,45.$$

Тепловой импульс находим по выражению, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

$$B_{Ки} = I_{к.Ки}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (10.29)$$

$$B_{K1} = 3,697^2 \cdot (0,07 + 0,05) = 1,64$$

$$B_{K2} = 6,952^2 \cdot (0,055 + 0,05) = 5,07;$$

$$B_{K3} = 6,64^2 \cdot (0,055 + 0,05) = 4,63;$$

$$B_{K4} = 14,15^2 \cdot (0,055 + 0,05) = 21,02;$$

где для 10 кВ $t_{откл} = 0,055$ с, для 35 кВ $t_{откл} = 0,07$ с

Таблица 10.1 – результаты расчетов токов КЗ

| Точка КЗ | $I_{по}, \text{kA}$ | $i_{уд}, \text{kA}$ | $I_{ат}, \text{kA}$ | $B_K, \text{kA}^2 \cdot \text{с}$ |
|----------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------------|
| К1 | 3,697 | 9,41 | 1,05 | 1,64 |
| К2 | 6,952 | 17,7 | 2,68 | 5,07 |
| К3 | 6,64 | 16,9 | 2,56 | 4,63 |
| К4 | 14,15 | 25,01 | 5,45 | 21,02 |

11 Выбор высоковольтного оборудования

11.1 Выбор выключателя на 35 кВ

Условия выбора выключателя:

- 1) По напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) По длительному мах току $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$;
- 3) по току отключения $I_{пт} \leq I_{откл}$;
- 4) по электродинамической стойкости $i_y \leq I_{мах.доп}$;
- 5) по термической стойкости $B_K \leq I_T^2 t_T$
- 6) по полному току отключени

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + I_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (11.1)$$

Определим максимальный рабочий ток в цепи трансформатора, кА

$$I_{раб.мах}^{CH-T} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (11.2)$$

$$I_{раб.мах}^{CH-T} = \frac{17138,35}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,282.$$

Выбираем по [5] выключатель ВГТ-35-40/3150У1 (выключатель элегазовый, наружной установки), разъединитель РГ-35-31,5/2000У1.

В таблице 11.1 приведены расчетные величины и каталожные данные выключателя.

Таблица 11.1– Выбор выключателя на 35 кВ

| Условие выбора | Расчетные величины | Каталожные данные | |
|--|--------------------|------------------------------|---------------------------------|
| | | Выключатель ВГТ-35-40/3150У1 | Разъединитель РГ-35-31,5/2000У1 |
| $U_{уст} \leq U_{ном}$ | 35 кВ | 35 кВ | 35 кВ |
| $I_{РАБ.МАХ} \leq I_{НОМ}$ | 282,0 А | 3150 А | 2000 А |
| $I_{пт} \leq I_{откл}$ | 3697,0 А | 40000 А | 31500 А |
| $i_{y0} \leq I_{МАХ.ДОП}$ | 9410,0 А | 40000 А | 31500 А |
| $B_K \leq I_T^2 t_T$ | 1640,0 Ас | 4800 кАс | 2976,75 кАс |
| $\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{откл} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$ | 6233,3 А | 76367,5 А | 60140,0 А |

11.2 Выбор измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

Контроль над режимами работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. Эти приборы относятся к вторичным цепям и связаны с первичными посредством измерительных трансформаторов тока и напряжения.

11.3 Выбор ТТ в распределительном устройстве 35 кВ

Условия выбора:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$
- по току $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
- по динамической устойчивости по условию $i_{уд} \leq i_{дин}$
- по термической стойкости $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
- по вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2ном}$
- по классу точности.

Перечень необходимых измерительных приборов указан в таблице 6. Выбираем трансформатор тока ТФЗМ 35Б1 [5]. Для проверки ТТ по вторичной нагрузке, пользуясь каталожными данными приборов [5], определим нагрузку по фазам (таблица 11.2).

Таблица 11.2 – Вторичная нагрузка ТТ 35 кВ

| Прибор | Тип | Класс точности | Нагрузка фазы, В·А | | |
|-----------|---------|----------------|--------------------|---|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Э – 350 | 1,5 | 0,5 | — | — |
| Ваттметр | Д – 335 | 1,5 | 0,5 | — | 0,5 |
| Варметр | Д – 345 | 1,5 | 0,5 | — | 0,5 |
| Итого | | | 1,5 | — | 1,0 |

Из таблицы 11.2 видно, что наиболее загружен ТТ фазы А. Общее сопротивление приборов равно, Ом,

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2}; \quad (11.3)$$

$$r_{приб} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06.$$

При числе приборов не более трех сопротивление контактов равно, Ом,

$$r_k = 0,05$$

Тогда допустимое сопротивление проводов определится по выражению, Ом,

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k; \quad (11.4)$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,06 - 0,05 = 1,09.$$

Ориентировочная длина контрольного кабеля с медными жилами ($\rho = 0,0175$) $L=150$ метров. На напряжение 35кВ ТТ соединены в полную звезду и $L = L_{\text{расч}}$, тогда сечение контрольного кабеля равно, мм²

$$g = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}; \quad (11.5)$$

$$g = \frac{0,0175 \cdot 150}{1,09} = 2,408.$$

Принимаем контрольный кабель с медными жилами сечением 2,5 мм². Зная сечение, определяем реальное сопротивление проводов, Ом,

$$r'_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{g_{\text{см}}}; \quad (11.6)$$

$$r'_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05.$$

Следовательно, истинная вторичная нагрузка ТТ, Ом,

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_k + r'_{\text{пр}}; \quad (11.7)$$

$$Z_2 = 0,06 + 0,05 + 1,05 = 1,16.$$

Расчетные и каталожные данные ТТ сведем в таблицу 11.3.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 51 |

Таблица 11.3 – Выбор ТТ 35 кВ

| Условие выбора | Расчетные величины | Каталожные данные ТФЗМ 35Б1 |
|----------------------------|------------------------|--------------------------------|
| $U_{уст} \leq U_{ном}$ | 35 кВ | 35 кВ |
| $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$ | 282,0 А | 300 А |
| $i_{уд} \leq i_{дин}$ | 9,41 кА | 80 кА |
| $Z_2 \leq Z_{2ном}$ | 1,16 Ом | 1,2 Ом |
| $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ | 1,64 кА ² с | 2976,75 кА ² с |
| Класс точности | 0,5 | 0,5 |

11.4 Выбор трансформатора напряжения в РУ 35 кВ

Условия выбора:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{2ном}$.

Расчетные нагрузки измерительного ТН на стороне ВН приведены в таблицы 11.4.

Таблица 11.4 – Расчетные нагрузки измерительного ТН

| Прибор | Тип | $S_{обм},$ ВА | $n_{обм}$ | $\cos \varphi$ | $\sin \varphi$ | $n_{приб}$ | P, Вт | Q, вар |
|--------------|--------|------------------|-----------|----------------|----------------|------------|----------|-----------|
| Вольтметр | Э335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2,0 | - |
| Ваттметр | Д335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3,0 | - |
| Варметр | Д335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3,0 | - |
| Счетчик Wh | ЦЭ6822 | 5 | 1 | 0,38 | 0,925 | 1 | 1,9 | 4,6 |
| Счетчик varh | ЦЭ6811 | 1 | 1 | 0,38 | 0,925 | 1 | 0,38 | 0,925 |
| Вольтметр | Н393 | 10 | 1 | 1 | 0 | 1 | 10 | - |
| Частотомер | Н393 | 7 | 1 | 1 | 0 | 1 | 7 | - |
| Итого | | | | | | | 27,3 | 5,53 |

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

Определим мощность приборов, подключаемых к ТН

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (11.8)$$

$$S_2 = \sqrt{27,3^2 + 5,53^2} = 27,85.$$

Счетчики электроэнергии выбираем по табл. П.5.9 [5]. По [5] выбираем ТН ЗНОЛ-СЭЩ-35.

Расчетные и каталожные данные ТН на 35 кВ приведем в таблицу 11.5.

Таблица 11.5 – Выбор ТН 35 кВ

| Условие выбора | Расчетные величины | Каталожные данные ЗНОЛ-СЭЩ-35 |
|------------------------|--------------------|----------------------------------|
| $U_{уст} \leq U_{ном}$ | 35 кВ | 35 кВ |
| $S_2 \leq S_{2ном}$ | 27,85ВА | 75 ВА |

11.5 Выбор КРУ и выключатели на 10 кВ

Выбираем комплектное распределительное устройство КРУ К-130. КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 6- 35 кВ и тока 630-4000 А, частотой 50 Гц и 60 Гц.

Условия выбора выключателя:

- 1) По напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) По длительному мах току $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$;
- 3) по электродинамической стойкости $i_y \leq I_{мах,доп}$;
- 4) по термической стойкости $B_K \leq I_T^2 t_T$
- 5) по полному току отключения $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + I_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$.

Выбираем по [5] выключатель ВВЭ-М-10-40/2000 (выключатель вакуумный, внутренней установки).

В таблице 11.6 приведены расчетные величины и каталожные данные КРУ и выключателя на напряжение 10 кВ.

$$I_{\text{раб.мах}}^{\text{СН-Т}} = \frac{17138,35}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,942.$$

Таблица 11.6 – Выбор КРУ и выключателя (вводной и секционный) на 10 кВ

| Условия выбора | Расчетные величины | Каталожные данные | |
|---|--------------------|------------------------------|-----------|
| | | Выключатель ВВЭ-М-10-40/2000 | КРУ К-130 |
| $U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$ | 10 кВ | 10 кВ | 10 кВ |
| $I_{\text{РАБМАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}$ | 942,0 А | 2000 А | 3150 А |
| $I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$ | 6952 А | 40000 А | 40000 А |
| $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{МАХ.ДОП}}$ | 17700 А | 40000 А | 40000 А |
| $B_K \leq I_T^2 t_T$ | 5,07 кАс | 2977 кАс | 2977 кАс |
| $\sqrt{2}I_{\text{Пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2}I_{\text{откл}} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$ | 12511,6 А | 58968,0 А | - |

Габаритные размеры шкафов КРУ:

- ширина 750 мм;
- глубина 1300 мм;
- высота 2270 мм.

Ячейки КРУ К-130 комплектуются ТТ и ТН. Данные в таблице 11.7.

Таблица 11.7 – Каталожные данные ТТ и ТН

| Тип трансформатора | Номинальное напряжение, В | Номинальная мощность, В·А | Номинальный первичный I (А), U (В); | Номинальный вторичный I (А), U (В); |
|--------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| ТПЛК-10-У3 | 10 кВ | - | 1000 | 5 |
| НАМИ-10-95 | 10 кВ | 630 | $10/\sqrt{3}$ | 100 |

Таблица 11.8 – выбор трансформатора тока по нагрузке

| Условие выбора | Расчетные данные | Каталожные данные |
|----------------------------|------------------|-------------------|
| $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ | 1,16 Ом | 1,2 Ом |

Таблица 11.9 – выбор трансформатора напряжения по напряжению и мощности

| Условие выбора | Расчетные величины | Каталожные данные НАМИ-10-95 |
|--------------------------------------|--------------------|---------------------------------|
| $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ | 10 кВ | 10 кВ |
| $S_2 \leq S_{2\text{ном}}$ | 27,85ВА | 630 ВА |

11.6 Выбор выключателей на отходящих КЛ на 10 кВ

Условия выбора выключателя:

3) По напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;

4) По длительному мах току $I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$;

3) по электродинамической стойкости $i_y \leq I_{\text{мах,доп}}$;

4) по термической стойкости $B_K \leq I_T^2 t_T$

5) по полному току отключения $\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + I_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$.

Выбираем по [5] выключатель ВВЭ-М-10-20/630 (выключатель вакуумный, внутренней установки).

В таблице приведены расчетные величины и каталожные данные выключателя на напряжение 10 кВ.

$$I_{\text{раб.мах}}^{\text{гр}} = \frac{3200}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,176.$$

Таблица 11.10 – Выбор выключателей на отходящих КЛ на 10 кВ

| Условие выбора | Расчетные величины | Каталожные данные | |
|--|--------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| | | Выключатель ВВЭ-М-10-20/630 | Разъединитель РВЗ-10/630 I УХЛ2 |
| $U_{уст} \leq U_{ном}$ | 10кВ | 10кВ | 10кВ |
| $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$ | 176,0 А | 630 А | 630 А |
| $I_{шт} \leq I_{откл}$ | 6640,0 А | 20000 А | 31500 А |
| $i_{уд} \leq I_{мах.доп}$ | 16900,0 А | 20000 А | 31500 А |
| $B_K \leq I_T^2 t_T$ | 4630,0 Ас | 1200 кАс | 2976,75кАс |
| $\sqrt{2}I_{шт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{откл} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$ | 11950,0 А | 38180,0 А | 40000,0 А |

Таблица 11.11 – Каталожные данные ТТ 10 кВ отходящих КЛ

| Тип трансформатора | Номинальное напряжение, В | Номинальная мощность, В·А | Номинальный первичный I (А), U (В); | Номинальный вторичный I (А), U (В); |
|--------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| ТПЛК-10-УЗ | 10 кВ | - | 200 | 5 |

Выбор выключателя нагрузки для цеховых трансформаторов

Условия выбора:

1 по напряжению установки $-U_{уст} \leq U_{ном}$;

2 по току $-I_{раб.мах} \leq I_{ном}$;

3 по току отключения $-I_{раб.мах} \leq I_{откл,ном}$;

4 Электродинамическую устойчивость

$$I'' \leq I_{пр.с} \tag{11.9}$$

$$i_y \leq I_{пр.с} \tag{11.10}$$

5. по термической стойкости $B_K \leq I_T^2 t_T$

По [2] автоматический выключатель выбираем ВВП-М1-10/630-20.

Выключатель нагрузки ВМП-М1-10/630-20 представляет собой трех-полюсный автогазовый выключатель со встроенным пружинным приводом, ручным заводом, дистанционным и местным включением и отключением для многократных коммутационных операций. Выключатели нагрузки ВМП-М1-10/630-20 используются в шкафах комплектных распределительных устройств (КРУ), в камерах стационарных одностороннего обслуживания (КСО), в комплектных трансформаторных подстанциях (КТП).

$$1. U_{уст} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

2. Номинальный ток, А

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_{ном}; \quad (11.11)$$

$$I_{раб.мах} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,45 \leq 630;$$

3. по току отключения

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_{откл.ном}; \quad (11.12)$$

$$I_{раб.мах} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,45 \leq 630.$$

4. Электродинамическую устойчивость, кА

$$17,7 \leq 20.$$

5. По термической стойкости, кА

$$B_K \leq I_T^2 t_T; \quad (11.13)$$

$$5,07 \leq 120.$$

11.7 Выбор предохранителей на ВН цеховых трансформаторов

Предохранителем называется аппарат, предназначенный для автоматического однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Отключение цепи предохранителем осуществляется путём расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим по ней током защищаемой цепи. После отключения цепи плавкая вставка должна быть заменена вручную.

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|---------------------------|------|
| | | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | 57 |

Условия выбора:

1. по напряжению установки $-U_{уст} \leq U_{ном}$;

2. по току $-I_{раб.мах} \leq I_{ном}$;

3. по конструкции и роду установки;

4. по току отключения $-I_{по} \leq I_{откл}$.

По [2, табл. 5.4] выбираем предохранители ПКТ 104-6-200-31,5 УЗ.

1. $U_{уст} = U_{ном} = 10$ кВ;

2. Номинальный ток, А

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_{ном.пр}; \quad (11.14)$$

$$I_{раб.мах} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,45 \leq 200.$$

3. предохранитель предназначен для силовых трансформаторов внутренней установки.

4. По току отключения, кА

$$I_{по} \leq I_{откл}; \quad (11.15)$$

$$14,108 \leq 31,5.$$

11.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей трансформаторов собственных нужд зависит от типа подстанции, мощности силовых трансформаторов на ней, типа электрооборудования и др.

Для выбора числа и мощности трансформаторов собственных нужд (ТСН) для подстанции определим нагрузку ТСН [5].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 58 |

Таблица 11.11 – Нагрузка трансформатора собственных нужд

| Вид потребителя | P, кВт | Cosφ | Кол-во | Нагрузка | |
|--|--------|------|--------|----------|---------|
| | | | | P, кВт | Q, кВар |
| Охлаждение ТД– 16000/35 | 28,5 | 0,85 | 2 | 48,45 | 30,03 |
| Подогрев выключателей ВГТ – 35 КРУ – 10 | 42,9 | 1 | 2 | 85,8 | — |
| | 1 | 1 | 19 | 19 | — |
| Подогрев приводов разъединителей | 0,6 | 1 | 6 | 3,6 | — |
| Отопление, освещение, вентиляция: ОПУ; здания разъездного персонала; | 75 | 1 | 1 | 75 | — |
| | 5,5 | 1 | 1 | 5,5 | — |
| Освещение ОРУ-35 КРУ-10 | 20 | 1 | 1 | 20 | — |
| | 5 | 1 | 1 | 5 | — |
| Подзарядно- зарядный агрегат ВАЗП | 27 | 1 | 2 | 54 | — |
| Итого | | | | 316,35 | 30,03 |

Расчетная мощность трансформаторов собственных нужд, кВ·А,

$$S_{расч} = K_c \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \cdot \sqrt{316,35^2 + 30,03^2} = 254,22,$$

где K_c – коэффициент спроса на нагрузку ТСН, принимаем по [5] равным 0,8.

Устанавливается два трансформатора собственных нужд, каждый из которых имеет мощность, кВ·А,

$$S_{Т.НОМ} \geq \frac{S_{расч}}{1,4} = \frac{254,22}{1,4} = 181,6.$$

По [9] устанавливаем в качестве трансформаторов собственных нужд ТМ –250/10. На подстанции используется постоянный оперативный ток. ТСН присоединяются к шинам 10 кВ через выключатель ВВЭ-М-10-20/630.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 60 |

12 Выбор низковольтного оборудования

12.1 Выбор автоматических выключателей на НН цеховых трансформаторов

Автоматический воздушный выключатель предназначен для автоматического размыкания электрических цепей при ненормальных режимах и для редких оперативных переключений при нормальных режимах работы.

Условия выбора:

1. по напряжению установки - $U_{уст} \leq U_{ном}$;
2. по току - $I_{ном} \leq I_{ном}$;
3. по конструкции и роду установки;
4. по току отключения - $I_{по} \leq I_{откл}$.
5. быстродействующие автоматы благодаря токоограничивающему эффекту на электродинамическую стойкость не проверяются и по термической стойкости проверяются только селективные автоматы.

Для защиты трансформатора 1000 кВА.

По[http://www.elektrikii.ru/publ/tablicy/tehnicheskie_dannye_avtomaticheski_kh_vykluchatelej_serii_av/6-1-0-108] выбираем тип автомата ВА 75-45. Выключатель предназначен для установки в цепях с номинальным напряжением постоянного тока до 440 В и переменного тока до 660 В частотой 50 и 60 Гц.

По напряжению установки, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (12.1)$$

$$0,4 \leq 0,4.$$

По току, А

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_{ном.Q}; \quad (12.2)$$

$$I_{ном} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2020,7 \leq 2500.$$

Автомат внутренней установки, кА

$$I_{по} \leq I_{откл}; \quad (12.3)$$

$$14,15 \leq 36,0.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 61 |

Для защиты трансформатора 1600 кВА.

По [http://www.elektrikii.ru/publ/tablicy/tekhnicheskie_dannye_avtomaticheskikh_vykljuchatelej_serii_av/6-1-0-108] выбираем тип автомата ВА 75-47. Выключатель предназначен для установки в цепях с номинальным напряжением постоянного тока до 440 В и переменного тока до 660 В частотой 50 и 60 Гц.

По напряжению установки, кВ

$$0,4 = 0,4.$$

По току, А

$$I_{\text{ном}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3233,16 \leq 4000.$$

Автомат внутренней установки, кА

$$14,15 \leq 36,0.$$

Для защиты трансформатора 2500 кВА.

По [<http://www.electroshield.ru/va-seshch-v>] выбираем тип автомата ВА-СЭЩ АН-63. Автоматический воздушный выключатель ВА-СЭЩ-В на номинальный ток от 630 до 6300 А применяется для защиты сетей, электродвигателей и генераторов. ВА-СЭЩ-В может быть укомплектован цифровым реле отключения, благодаря которому гибко настраиваются параметры защиты. Сфера применения такого автоматического выключателя:

- в качестве вводных, фидерных и межсекционных выключателей в трехфазных распределительных устройствах;
- для включения и защиты сетей, электродвигателей, генераторов, трансформаторов, конденсаторов;
- для оперативных включений и отключений, аварийного отключения потребителей электрической энергии.

По напряжению установки, кВ

$$0,4 = 0,4.$$

По току, А

$$I_{\text{ном}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 5051,8 \leq 6300.$$

Автомат внутренней установки, кА

$$14,15 \leq 100,0.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 62 |

13 Релейная защита трансформатора ТД – 16000/35

Повреждения и ненормальные режимы работы

Основные повреждения:

- междуфазные или многофазные КЗ в обмотках трансформаторов и на выводах;
- однофазные КЗ на выводах;
- пожар встали сердечника.

Междуфазные или многофазные КЗ могут вызывать значительные повреждения оборудования, так как, проходя по оборудованию, ток КЗ нагревает их выше допустимого предела, что может вызвать повреждение изоляции и токоведущих частей.

При замыкании одной из фаз на «землю» в сетях с изолированной нейтралью появляется ток замыкания на землю. Этот вид повреждения создает ненормальный режим, вызывая перенапряжения, которые могут повлечь за собой нарушение изоляции относительно земли двух неповрежденных фаз и однофазное КЗ перейдет в междуфазное.

Витковые замыкания в обмотках и пожар стали, сердечника могут привести к выходу из строя трансформатора.

От всех видов повреждений релейная защита должна срабатывать мгновенно на отключение выключателей.

Для защиты от таких видов повреждений на трансформаторе устанавливается токовая отсечка мгновенного действия на базе комплект защиты SEPAM 1000+ типа S80, газовая защита и защита от замыканий на «землю» (на стороне ВН трансформатора).

Ненормальные режимы работы:

- внешние КЗ;
- технологическая перегрузка;
- снижение напряжения при внешних КЗ;
- режим недопустимого уровня масла в баке.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 63 |

При внешних КЗ и, как следствие, снижения напряжения возникает режим сверхтоков, что может вызвать перегрев или повреждение обмоток трансформатора при определенной продолжительности воздействия.

Для защиты от такого режима на трансформаторе устанавливается защита – МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

Мгновенное срабатывание от такой защиты не требуется, поэтому она срабатывает с некоторой выдержкой времени – $t_{сз} = t_{сз}^{см.эл} + \Delta t$.

Перегрузка оборудования, вызванная увеличением тока сверх номинального значения, приводит к дополнительному перегреву оборудования и, соответственно, к ускоренному износу изоляции и ее повреждению.

Так как перегрузка это симметричный режим, то достаточно установить реле в одну фазу, которое будет действовать на сигнал, предупреждающий обслуживающий персонал о необходимости разгрузки оборудования.

Релейная защита осуществляет автоматическую ликвидацию повреждений и ненормальных режимов элемента или участка энергосистемы от ее неповрежденных частей.

Защита, устанавливаемая на силовом трансформаторе, должна или обеспечивать его отключение при междуфазных и витковых коротких замыканиях, а также при замыкании на землю, или подавать сигнал о ненормальном режиме работы трансформатора (перегрузке трансформатора, повышении температуры масла и т.д.).

На рассматриваемом в данном проекте трансформаторе ГПП предусматриваются следующие защиты:

- 1 От междуфазных КЗ на выводах и обмотках трансформатора - продольная дифференциальная токовая защита на базе SEPAM 1000+ типа T87;
- 2 Газовая защита;
- 3 Защита от сверхтоков внешних КЗ - МТЗ на базе SEPAM 1000+ типа S80;
- 4 Защита от технологической перегрузки - МТЗ на базе SEPAM 1000+ типа S80;
- 5 Защита от понижения напряжения.

Выбор трансформаторов тока и напряжения для подключения релейной защиты

Определим первичные токи на сторонах высшего и низшего напряжения защищаемого трансформатора, Соответствующие его номинальной мощности, А

$$I_{ном.1BH(НН)} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}; \quad (13.1)$$

$$I_{ном.1BH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,93;$$

$$I_{ном.1НН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 879,77.$$

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока ТА1 и ТА2

$$K_{1BH(НН)} = \frac{I_{ном.1BH} \cdot K_{сх}}{5}; \quad (13.2)$$

$$K_{1BH} = \frac{263,93 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{457,14}{5},$$

где K_{1BH} - принимаем равным 600/5

$$K_{1НН} = \frac{879,77 \cdot 1}{5} = \frac{879,77}{5},$$

где $K_{1НН}$ - принимаем равным 1000/5

Вторичные токи трансформатора, А

$$I_{2BH(НН)} = \frac{I_{1BH} \cdot K_{схBH}}{K_{1BH}}; \quad (13.3)$$

$$I_{2BH} = \frac{263,93 \cdot \sqrt{3}}{600/5} = 3,81;$$

$$I_{2HH} = \frac{879,77 \cdot 1}{1000/5} = 4,4.$$

Сторона низшего напряжения - основная, так как $I_{2HH} > I_{2BH}$.

Выберем трансформатор напряжения $TV1$ на стороне ВН.

Коэффициент трансформации

$$K_{1BHTV} = \frac{U_{ном.ВН}}{100}; \quad (13.4)$$

$$K_{1BHTV} = \frac{35000}{100} = 350.$$

Принимаем тип трансформатора напряжения НКФ-35-83У1.

Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора

Для защиты трансформатора от К.З. между фазами, на землю и от замыканий витков одной фазы широкое распространение получила продольная дифференциальная защита.

Принцип действия защиты основан на сравнении величины и направления токов до и после защищаемого элемента (в данном случае трансформатора).

Комплект защиты: SEPAM 1000+ типа Т87

По величине вторичного тока в плечах защиты основной стороной является сторона НН.

Определяем первичные токи силового трансформатора, А

$$I_{H,вн(нн)} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (13.5)$$

$$I_{H,вн} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 263,93;$$

$$I_{H,нн} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 879,77.$$

Схема соединения трансформаторов тока Δ, Y

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 66 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока $TA3$ и $TA4$

$$K_{1\text{ ВНТА}1} = \frac{I_{\text{ном.1 ВН}} \cdot K_{1\text{сх.ВН}}}{5}; \quad (13.6)$$

$$K_{1\text{ ВНТА}1} = \frac{263,93 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{457,14}{5};$$

$$K_{1\text{ ННТА}2} = \frac{879,77 \cdot 1}{5} = \frac{879,77}{5}.$$

Принимаем коэффициенты трансформации на высокой стороне 600/5,
на низкой – 1000/5.

Вторичные токи трансформаторов $TA1$ и $TA2$, А

$$I_{2\text{ ВНТА}1} = \frac{I_{\text{ном.1 ВН}} \cdot K_{1\text{сх.ВН}}}{K_{1\text{ ВН}}}; \quad (13.7)$$

$$I_{2\text{ ВНТА}1} = \frac{263,93 \cdot \sqrt{3}}{600/5} = 3,81;$$

$$I_{2\text{ ННТА}2} = \frac{879,77 \cdot 1}{1000/5} = 4,4.$$

Определим первичный ток срабатывания защиты по двум условиям

а) отстройка от броска намагничивающего тока при включении
ненагруженного трансформатора, А

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н,вн}}; \quad (13.8)$$

$$I_{\text{сз}} = 1,3 \cdot 879,77 = 1143,7.$$

б) отстройка от расчетного максимального первичного тока небаланса

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{нб}}. \quad (13.9)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 67 |

Определим составляющую первичного тока небаланса, обусловленную погрешностью трансформатора тока, А

$$I_{нб,расч} = k_a \cdot k_{одн} \cdot f_1 \cdot I_{кз,макс}; \quad (13.10)$$

$$I_{нб,расч} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 6952,0 = 695,2,$$

где $K_o = 1$ - коэффициент однотипности ТТ,

$K_a = 1$ - коэффициент, учитывающий переходный режим,

$f_i = 0.1$ - относительное значение полной погрешности ТТ,

$I_{\max}^{(3)}$ - ток трёх фазного КЗ протекающий через трансформатор при внешнем КЗ, наибольший из К-1 и К-2.

Определим составляющую первичного тока небаланса, обусловленную регулированием напряжения РПН, А

$$I_{нб}^{\ddot{}} = \frac{\Delta U}{100} \cdot I_{K-3\max}^{(3)}; \quad (13.11)$$

$$I_{нб}^{\ddot{}} = \frac{12}{100} \cdot 6952,0 = 834,24,$$

где ΔU - половина суммарного диапазона регулирования напряжения трансформатора с РПН.

Найдём суммарный ток (А) небаланса без учёта $I_{нб}^{\ddot{}}$

$$I_{нб} = I_{нб}^{\dot{}} + I_{нб}^{\ddot{}}; \quad (13.12)$$

$$I_{нб} = 695,2 + 834,24 = 1529,44;$$

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{нб}; \quad (13.13)$$

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 1529,44 = 1988,27.$$

Проведём предварительную проверку чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K-2\text{min}}^{(2)} \cdot K_U}{I_{\text{сз}}}; \quad (13.14)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6020,61}{1988,27} = 3,028 \geq 2,$$

где $I_{K-2\text{min}}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K-2\text{max}}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6952,0 = 6020,61$ ток двухфазного КЗ на выводах защищаемого трансформатора.

Расчетный ток срабатывания реле на основной стороне, А

$$I_{\text{ср,осн}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз}}}{n_{\text{тт}}}; \quad (13.15)$$

$$I_{\text{ср,осн}} = \frac{1 \cdot 1988,27}{1000/5} = 9,94.$$

Расчетное число витков реле для основной обмотки, витки

$$\omega_{\text{осн,расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср,осн}}}; \quad (13.16)$$

$$\omega_{\text{осн,расч}} = \frac{100}{9,94} = 10,06$$

Принимаем 10 витков.

Ток срабатывания на основной стороне, А

$$I_{\text{ср,осн}} = \frac{F_{\text{ср}}}{\omega_{\text{осн,расч}}}; \quad (13.17)$$

$$I_{\text{ср,осн}} = \frac{100}{10} = 10,0.$$

Определим число витков реле на не основной стороне, ВН

$$\omega_{1\text{расч}} = \omega_{\text{осн,расч}} \cdot \frac{I_{2\text{ННТА2}}}{I_{2\text{ВНТА1}}}; \quad (13.18)$$

$$\omega_{1\text{расч}} = 10 \cdot \frac{4,4}{3,91} = 11,55.$$

Принимаем ближайшее целое число, 12.

Определим составляющую первичного тока небаланса, обусловленную округлением расчетного числа витков на не основной стороне, А

$$I_{НБрасч}''' = \left[\frac{11,55 - 12}{11,55} \right] \cdot 6952,0 = 270,86.$$

Определим уточнённый ток срабатывания защиты, А

$$I_{сз.уточн} = 1,3 \cdot I_{НБрасч} + I_{сз.}; \quad (13.19)$$

$$I_{сз.уточн} = 1,3 \cdot 270,86 + 1988,27 = 2340,39.$$

Определим вторичный ток срабатывания реле, уточнённый, А

$$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_1} \cdot I_{сз.ут}; \quad (13.20)$$

$$I_{ср} = \frac{1}{\frac{1000}{5}} \cdot 2340,39 = 11,7.$$

Определяем коэффициент чувствительности

$$K_{ч} = I_{\min K2}^{(2)} \cdot \frac{k_{сх} \cdot w_{осн}}{n_{тт} \cdot F_{ср}}; \quad (13.21)$$

$$K_{ч} = \frac{6020,61 \cdot 1 \cdot 10}{\frac{1000}{5} \cdot 100} = 3,01 > 2.$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Расчет РЗ от многофазных КЗ на базе токового реле РТ-40

Для защиты от многофазных КЗ применяем токовую отсечку мгновенного действия (ТОМД). Комплект защиты: SEPAM 1000+ типа S80.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 70 |

Расчет уставок:

1. Ток срабатывания защиты, А

$$I_{cз} = k_n \cdot I_{max}^{(3)K-1} \cdot k_m, \quad (13.22)$$

где $k_n = 1,5 \div 1,4$ – коэффициент надежности;

$$k_m = \frac{U_n^H}{U_n^B} = \frac{10000}{35000} \quad \text{коэффициент трансформации силового трансформатора;}$$

$I_{max}^{(3)}$ – максимальный ток трехфазного КЗ в узле К2.

$$I_{cз} = 1,4 \cdot 3697,0 \cdot \frac{10000}{35000} = 1478,8.$$

2. Ток срабатывания реле, А

$$I_{ср} = I_{cз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА}}, \quad (13.23)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, для схемы «неполная звезда» принимают 1;

$n_{ТА}$ – коэффициент трансформации ТА

$$I_{ср} = 1478,8 \cdot \frac{1}{\frac{600}{5}} = 12,32.$$

Проверка защиты по чувствительности

$$k_u = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{cз}} \geq 2, \quad (13.24)$$

где $I_{K-2 MIN}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K-2 max}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3697,0 = 3201,69$ ток двухфазного КЗ на выводах защищаемого трансформатора.

$$k_u = \frac{3201,69}{1478,8} = 2,165 > 2,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 71 |

Газовая защита на базе реле РГТ-80

Согласно ПУЭ газовая защита устанавливается на трансформаторах мощностью выше 1000 кВ·А.

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов.

Основными достоинствами газовой защиты являются: простота её устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях, действие на сигнал или на отключение в зависимости от размеров повреждения. В нашем случае газовая защита срабатывает на отключение трансформатора.

Повреждения трансформатора, возникающие внутри его кожуха, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Таким образом, образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора. Эти признаки используются для выполнения специальной защиты при помощи газовых реле, реагирующих на появление газа и движение масла. Газовое реле устанавливается в трубе, соединяющей кожух трансформатора с расширителем так, чтобы через него проходящий газ и поток масла, устремляющиеся в расширитель при повреждениях в трансформаторе.

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформатора от повреждений его обмоток и особенно при витковых замыканиях, на которые дифференциальная защита реагирует только при большого числа витков, а максимальная защита не реагирует совсем. В настоящее время все трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и выше поставляются вместе с газовой защитой.

Газовая защита не действует при повреждениях на выводах трансформатора и должна выводиться из действия, когда имеется опасность выделения воздуха в кожухе трансформатора (т.е. после доливки масла, ремонта трансформатора и включения его вновь).

По этим причинам газовая защита должна дополняться второй защитой от внутренних повреждений.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 72 |

Защита от сверхтоков внешних КЗ

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: SEPAM 1000+ типа S80

Ток срабатывания защиты, А

$$I_{cз} = I_{max, раб} \cdot \frac{k_n \cdot k_{cз}}{k_в}, \quad (13.25)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1.1 \div 1.3$;

$k_{cз}$ – коэффициент самозапуска, для ТСН принимают $k_{cз} = 1 \div 3$;

$k_в$ – коэффициент возврата принимают равным 0,85;

$I_{max, раб}$ – максимальный рабочий ток стороны ВН, А.

$$I_{max, раб} = 1,4 \cdot I_n^B; \quad (13.26)$$

$$I_{max, раб} = 1,4 \cdot 263,93 = 369,5;$$

$$I_{cз} = 369,5 \cdot \frac{1,2 \cdot 2,8}{0,85} = 1460,62.$$

Ток срабатывания реле, А

$$I_{ср} = I_{cз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА}}; \quad (13.27)$$

$$I_{ср} = 1460,62 \cdot \frac{1}{\frac{600}{5}} = 12,17.$$

Проверка защиты по чувствительности

$$k_ч = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{cз}} \geq 1,5; \quad (13.28)$$

$$k_ч = \frac{3201,69}{1460,62} = 2,192 \geq 1,5,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты составляет, с

$$t_{cз} = 1 + 0,5 = 1,5.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 73 |

Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: SEPAM 1000+ типа S80.

Ток срабатывания защиты, А

$$I_{cз} = I_{max, раб} \cdot \frac{k_n}{k_в}, \quad (13.29)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,05$;

$k_в$ – коэффициент возврата, $k_в = 0,85$.

$$I_{cз} = 263,93 \cdot \frac{1,05}{0,85} = 326,03.$$

Ток срабатывания уставки, А

$$I_{cр} = I_{cз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА}}; \quad (13.30)$$

$$I_{cр} = 326,03 \cdot \frac{1}{\frac{600}{5}} = 2,72.$$

Согласно ПУЭ МТЗ от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Время срабатывания реле делится на две очереди:

$t_{cз} = 9 \div 10$ с – сигнал и автоматическая разгрузка,

$t_{cз} = 40$ min – отключение.

Ток уставки, А

$$I_y = I_{cр} = 2,72.$$

Защита трансформатора от однофазных замыканий на землю

Выполняется на комплекте защиты: SEPAM 1000+ типа S80

на стороне 35кВ

$$I_{cз}^{ТА1} = k_n \cdot k_{бр} \cdot I_c^w. \quad (13.31)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 74 |

Суммарный емкостной ток кабельной линии, А

$$I_c^w = I_{co}^w + I_{co}^{mp}, \quad (13.32)$$

где $I_{co}^{mp} = 0$

$$\begin{aligned} I_{co}^w \\ = I_{co} \cdot l \cdot m, \end{aligned} \quad (13.33)$$

где I_{co} – емкостной ток кабеля, А /км;

l – длина кабеля $l = 10$ м;

m – количество кабелей $m = 6$.

$$I_{co}^w = 0,89 \cdot 10 \cdot 10^{-3} \cdot 6 = 0,053;$$

$$I_{c3}^{TA1} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,053 = 0,095.$$

на стороне 10 кВ

$$I_1^{TA2} = 0,25 \cdot I_H^H; \quad (13.34)$$

$$I_1^{TA2} = 0,25 \cdot 879,77 = 219,94;$$

$$I_{c3}^{KA2} = (0,1 \div 0,5) \cdot I_H^H; \quad (13.35)$$

$$I_{c3}^{KA2} = 0,5 \cdot 879,77 = 439,88.$$

Проверка по чувствительности

$$k_{ч,I} = \frac{I_{min}^{(1)}}{I_{сз.КА2}} \geq 2,0, \quad (13.36)$$

где

$$I_{min}^{(1)} = \frac{I_H^H \cdot 100}{U_{кз}, \%}; \quad (13.37)$$

$$I_{min}^{(1)} = \frac{879,77 \cdot 100}{10,5} = 8378,76;$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 75 |

$$k_{q,I} = \frac{8378,76}{439,88} = 19,05 \geq 2,0,$$

что удовлетворяет условиям ПУЭ.

Время срабатывания, с

$$t_{сз.КА2} = 0,5.$$

КН5 – Повреждение изоляции 35кВ;

КН8 – Земля в сети 10 кВ.

Защита от понижения напряжения

Устанавливается на стороне высокого напряжения.

Комплект реле: SEPAM 1000+ типа S80

Напряжение срабатывания защиты, кВ

$$U_{сз} = 0,7 \cdot U_{ном}; \quad (13.38)$$

$$U_{сз} = 0,7 \cdot 35,0 = 24,5.$$

Напряжение срабатывания реле, В

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{n_{TV}}; \quad (13.39)$$

$$U_{ср} = \frac{24,5 \cdot 10^3}{35000/100} = 70.$$

Проверка по чувствительности защиты

$$k_q^U = \frac{U_{сз} \cdot k_\epsilon}{U_{ост}} \geq 1,25, \quad (13.40)$$

где $U_{ост}$ – остаточное напряжение при КЗ в смежном элементе, кВ

$$U_{ост} = \sqrt{3} \cdot I_{max}^{(3)} \cdot x_T; \quad (13.41)$$

$$U_{ост} = \sqrt{3} \cdot 3697,0 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 3,2;$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 76 |

$$k_q^U = \frac{70,0 \cdot 1,25}{3,2} = 27,34 \geq 1,25,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Напряжение уставки, В

$$U_y = U_{ср} = 70,0.$$

КН – РУ-21;

Время срабатывания защиты, с

$$t_{сз} = 1,5 + 0,5 = 2,0.$$

Проверка трансформаторов тока на десяти процентную погрешность

На десяти процентную погрешность проверяем наиболее нагруженный трансформатор тока ТА1.

Определяем значение предельной кратности

$$k_{10} = \frac{I_{max}^{(3)}}{I_{1ном}}; \quad (13.42)$$

$$k_{10} = \frac{6952,0}{100} = 695,2,$$

где $I_{max}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ, приведенный к высокой стороне, А

$$I_{max}^{(3)35кВ} = I_{max}^{(3)35кВ} \cdot k_T; \quad (13.43)$$

$$I_{max}^{(3)35кВ} = 6952,0 \cdot \frac{10000}{35000} = 1986,3.$$

По кривым предельной кратности определяем допустимое сопротивление нагрузки для ТА1 ТПЛ-10, Ом

$$z_{нд} = 0,6.$$

Расчетное сопротивление нагрузки, Ом

$$z_{н,р} = \Sigma z_{реле} + z_{пров} + z_{конт}, \quad (13.44)$$

где $\Sigma z_{реле}$ - суммарное сопротивление реле;

$z_{пров} = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление соединительных проводов;

$z_{конт} = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление контактов;

$$\Sigma z_{реле} = \frac{S_{сраб}^{KA1}}{I_{y(min)}^{KA1}{}^2} + \frac{S_{сраб}^{KA3}}{I_{y(min)}^{KA3}{}^2} + \frac{S_{сраб}^{KA5}}{I_{y(min)}^{KA5}{}^2}, \quad (13.45)$$

где $S_{сраб}^{KA1}$ – мощность срабатывания реле, В·А;

$I_{y(min)}^{KA1}$ – минимальный ток уставки, А

$$\Sigma z_{реле} = \frac{1,8}{25^2} + \frac{0,8}{12,5^2} + \frac{0,5}{2,5^2} = 0,088;$$

$$z_{н,р} = 0,088 + 0,1 + 0,1 = 0,288;$$

$$z_{н,р} = 0,288 \leq z_{нд} = 0,6.$$

Если соблюдается это неравенство, то трансформатор тока работает в пределах десяти процентной погрешности.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 78 |

14 Расчет заземляющего устройства подстанции

Один из методов расчёта – замена сложного заземлителя расчетной квадратной моделью при условии равенства их площадей S , общей длины L_{Γ} горизонтальных проводников, глубины их заложения t , числа и длины вертикальных заземлителей и глубины их заложения.

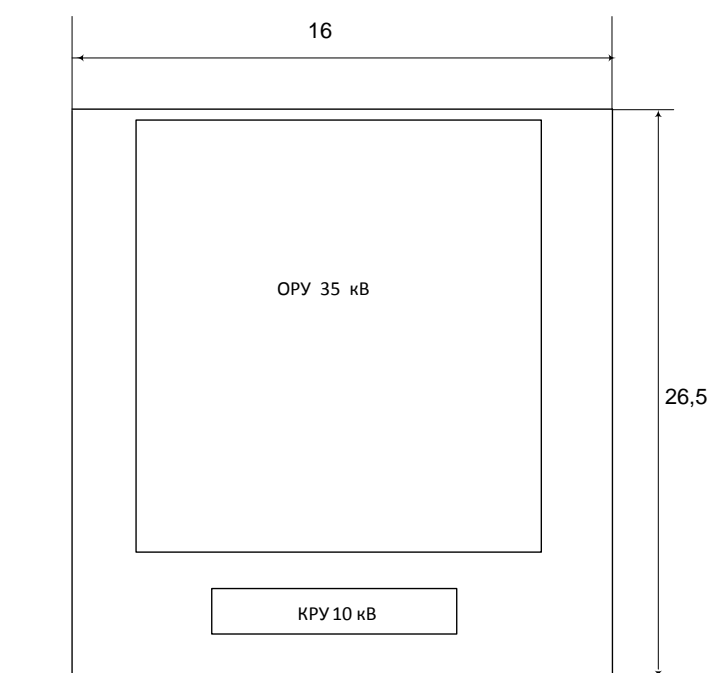


Рисунок 14.1 – Общий план подстанции

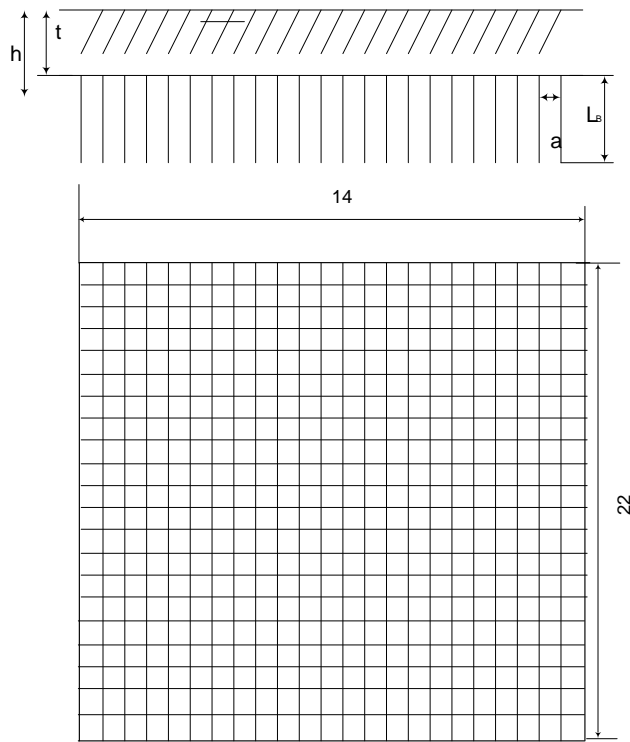


Рисунок 14.2—Заземляющее устройство подстанции

Определим расчетную длительность воздействия однофазного КЗ

$$\tau = t_{p.z.} + t_{отк.в.}; \quad (14.1)$$

$$\tau = 0,12 + 0,8 = 0,2 \text{ с,}$$

где $t_{p.z.}$ – время действия релейной защиты;

$t_{отк.в.}$ – полное время отключение выключателя.

По [12] с учетом длительности воздействия определяем допустимое напряжение прикосновения $U_{п.доп}=400 \text{ В}$.

В расчетах многослойный грунт представляется двухслойным: верхний толщиной h с удельным сопротивлением ρ_1 , нижний с удельным сопротивлением ρ_2 . Величины ρ_1 , ρ_2 , h определяются на основе замеров. По [2] принимаем $\rho_1=500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (песок); $\rho_2=1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (суглинок), $h=2 \text{ м}$.

Определим коэффициент прикосновения

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{L_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (14.2)$$

где M – параметр, зависящий от отношения ρ_1/ρ_2 ; по [2] $M=0,806$ при $\rho_1/\rho_2=500/60=8,3$;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | | Лист |
| | | | | | | 80 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | |

S – площадь заземляющего устройства (см. рис.9), с учетом того, что расстояние от границ заземлителя до ограды подстанции с внутренней стороны должно быть не менее 2 м, равна

l_B – длина вертикальных заземлителей, $l_B = 5$ м;

L_2 – суммарная длина всех горизонтальных заземлителей, определяется по плану подстанции, $L_2 = 750,0$ м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, $a = 10$ м;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}; \quad (14.3)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 500} = 0,57,$$

где $R_q = 1000$ Ом – сопротивление тела человека;

$R_c = 1,5 \cdot \rho_1$ – сопротивление ступни человека.

Коэффициент прикосновения равен

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{L_B \cdot L_2}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}; \quad (14.4)$$

$$k_n = \frac{0,806 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 750,0}{10 \cdot \sqrt{308,0}}\right)^{0,45}} = 0,1158.$$

Определим напряжение на заземлителе, В

$$U_3 = \frac{U_{np.доп.}}{K_{II}}; \quad (14.5)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,1158} = 3454,23.$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом

$$R_3 \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{3454,23}{2380,0} = 1,451,$$

где I_3 – ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ, кА

$$I_3 = (0,4 \div 0,6) \cdot I_{\text{ПО}}; \quad (14.6)$$

$$I_3 = 0,6 \cdot 3966,0 = 2,38.$$

Для дальнейшего расчета заменяется сложный действительный заземлитель подстанции на более простую квадратную расчетную модель. Замена производится из условия равенства площадей реального заземляющего устройства и его модели. Длина стороны модели равна

$$\sqrt{S} = \sqrt{22,0 \cdot 14,0} = 17,549 \approx 17,55 \text{ м.}$$

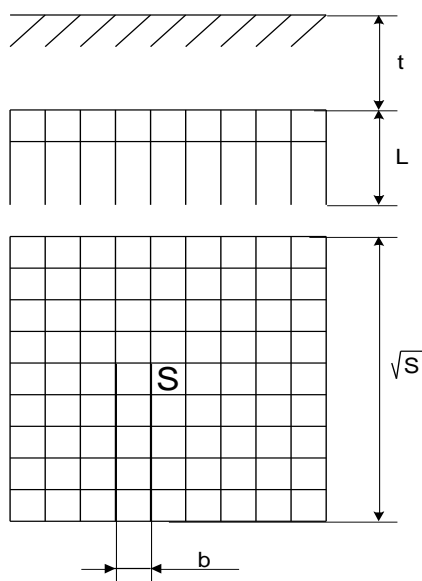


Рисунок 14.3 – Расчетная модель заземляющего устройства

Определяем число ячеек расчетной модели

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (14.7)$$

$$m = \frac{750,0}{2 \cdot 17,55} - 1 = 20,36,$$

принимая $m = 20$.

Длина полос в расчетной модели, м,

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (14.8)$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot 17,55 \cdot (5 + 1) = 210,6.$$

Длина сторон ячейки, м,

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (14.9)$$

$$b = \frac{17,55}{5} = 3,51.$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура при $\alpha/l_B=1$,

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a}{L_B} \cdot L_B}; \quad (14.10)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot 17,55}{10} = 7,02,$$

принимаем $n_B = 7,0$

Общая длина вертикальных заземлителей, м,

$$L_B = L_B \cdot n_B; \quad (14.11)$$

$$L_B = 7,0 \cdot 5 = 35,0.$$

Относительная глубина при $t = 0,7$

$$\frac{L_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{17,55} = 0,325.$$

Находим величину A

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{L_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (14.12)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,325 = 0,171.$$

По [12] для $\rho_1/\rho_2=0,8,3$, $\alpha/l_B=2$,

$$\frac{h - t}{L_B} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26,$$

Находим $\rho_3/\rho_2=1,1$, тогда $\rho_3=1,2 \cdot \rho_2$, $\rho_3=1,2 \cdot 50=60$ Ом·м.

Найдем общее сопротивление заземлителя, Ом

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + A \cdot \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B}; \quad (14.13)$$

$$R_3 = 0,171 \cdot \frac{60}{17,55} + 0,171 \cdot \frac{60}{750,0 + 35,0} = 0,598.$$

Общее сопротивление заземлителя должно быть меньше допустимого,
Ом

$$R_3 \leq R_{\text{дон.}} = 0,598 \leq 1,451.$$

Найдем напряжение прикосновения, В,

$$U_{np} = K_{II} \cdot I_3 \cdot R_3; \quad (14.14)$$

$$U_{np} = 0,1158 \cdot 2380,0 \cdot 0,598 = 164,8,$$

что меньше допустимого 400 В.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 84 |

15 Расчёт молниезащиты ОРУ 35 кВ

Защита ОРУ-35кВ осуществляется стержневыми молниеотводами установленными на порталах или, при необходимости отдельно стоящими. Назначение молниеотводов – принимать подавляющее число ударов молнии. Проектируемые стержневые молниеотводы дают вероятность защиты от прямого удара молнии равную $P=0,9990$

Молниеотводы устанавливаются на металлических заземленных порталах, $h=13,5$ м – высота.

Стержневые молниеотводы выполняются в виде вертикальных металлических стержней, возвышающихся над защищаемыми объектами РУ на необходимой высоте.

Согласно главной схеме электрических соединений вычерчиваем план и разрез ячейки РУ с указанием основных размеров порталов и мест установки молниеотводов.

Выявляем объект требующий защиты от ударов молнии, имеющий наибольшую высоту на ОРУ $h_x = 10$ м.

$h'_x = 10$ м – высота защищаемого оборудования (шины);

$h_x = 6,0$ м – высота порталов;

$h = 13,5$ м – высота молниеотвода;

$h_a = h - h_x$ – высота активной части молниеотвода;

$a_1 = 4,0$ м – расстояние между молниеотводами;

$a_2 = 11,0$ м – расстояние между молниеотводами;

r_x – зона защиты одиночного молниеотвода;

Выбираем наибольший прямоугольник, образованный точками установки молниеотводов на рисунке 15.1 это точки 1-2-6-5. Размеры прямоугольника 11 х 4 м.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 85 |

Определяем по размерам этого прямоугольника длину диагонали L_{1-6} ,
 m^2

$$L_{1-6} = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}; \quad (15.1)$$

$$L_{1-6} = \sqrt{4,0^2 + 11,0^2} = 11,7.$$

Определяем предельную высоту молниеотвода h_n , обеспечивающую отсутствие провала в зоне защиты двух стержневых молниеотводов при расстоянии между ними L_{1-6} , для вероятности защиты $P_3=0,999$, м

$$h_n = 120 - \sqrt{14400 - (L_{1-6}/0,0107)}; \quad (15.2)$$

$$h_n = 120 - \sqrt{14400 - \left(\frac{11,7}{0,0107}\right)} = 4,64.$$

Принимаем высоту молниеотвода $h = 13,5$ м. Определяем параметры конуса защиты одиночного стержневого молниеотвода h_0 и r_0 , м

$$h_0 = 0,7 \cdot h; \quad (15.3)$$

$$h_0 = 0,7 \cdot 13,5 = 9,45;$$

$$r_0 = 0,6 \cdot h; \quad (15.4)$$

$$r_0 = 0,6 \cdot 13,5 = 8,1.$$

Находим радиус зоны защиты одиночного молниеотвода r_x на высоте шин $h_x = 6$ м, м

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}; \quad (15.5)$$

$$r_x = \frac{8,1 \cdot (9,45 - 6,0)}{9,45} = 2,96.$$

Выполняем проверку попадания в зону защиты трансформатора напряжения, высотой $h_x = 3,0$ м, установленного на расстоянии $L = 4,0$ м от крайнего портала ОРУ, и проверку попадания в зону защиты выключателя, высотой $h_x = 4$ м, установленного на расстоянии $L = 4,0$ м от крайнего портала ОРУ, м

$$r_x^{TH} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x^{TH})}{h_0}; \quad (15.6)$$

$$r_x^{TH} = \frac{8,1 \cdot (9,45 - 3,0)}{9,45} = 5,53 > L_1 = 4,0;$$

$$r_x^{Выкл} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x^{ШП})}{h_0}; \quad (15.7)$$

$$r_x^{Выкл} = \frac{8,1 \cdot (9,45 - 4,0)}{9,45} = 4,671 > L_1 = 4,0.$$

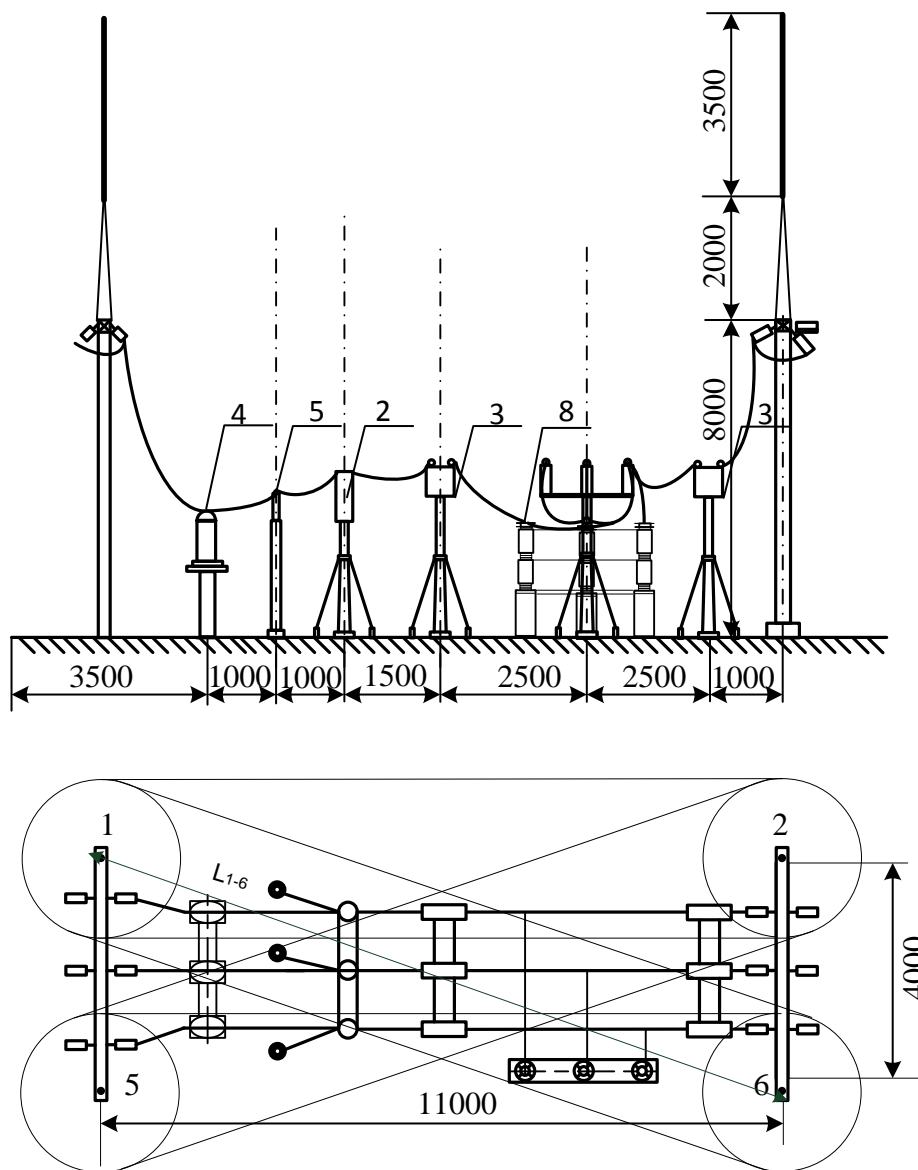


Рисунок 15.1 – План ОРУ 35 кВ для расчета молниезащиты

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

ДП-140400.62 071108368 ПЗ

Лист

87

16 Защита от перенапряжения подстанции

В нормальном режиме работы на изоляцию электроустановок воздействуют напряжения, близкие к номинальным. Вместе с тем по различным причинам в электроустановках могут возникать повышения напряжения, опасные для электрической прочности изоляции электрооборудования. Такие повышения называются – перенапряжениями. Перенапряжения являются следствием электромагнитных процессов, связанных с изменением режима работы электрических цепей или с разрядами молнии на землю. Значит, оборудование может подвергаться воздействию набегающих электромагнитных волн со стороны линий. Для предотвращения этого, а именно снижение фронта набегающей волны, применяются аппараты искусственно снижающие амплитуду волн перенапряжений – разрядники и в последнее время их заменившие ограничители перенапряжения –ОПН.

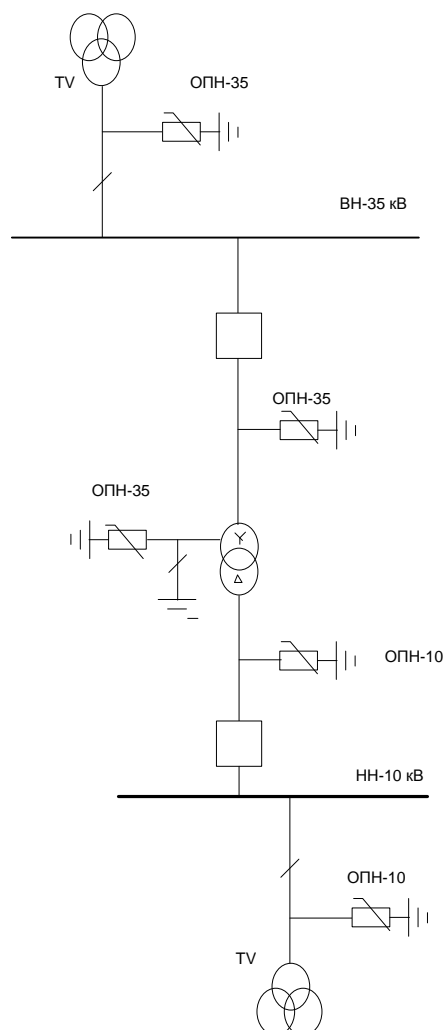


Рисунок 16.1–План размещения ОПН

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

Преимущество последних в отсутствии искровых промежутков во внутренней конструкции, что позволяет не только увеличить величину пробивного напряжения, но и уменьшить расстояния, как между оборудованием, так и между фазами токоведущих проводников в свету. Следовательно, выбираем ОПН-35кВ, ОПН – 10 кВ, они устанавливаются согласно требованиям ПУЭ. Со стороны каждого класса напряжения автотрансформаторов в их нейтраль, между шинами и трансформаторами напряжения, с высокой стороны трансформатора собственных нужд, на каждой фазе ЛЭП -10 кВ распределительного портала.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | ДП-140400.62 071108368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 89 |

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Кудрин, Б. И. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с., ил.

2 Электроснабжение: Учеб. Пособие по курсовому и дипломному проектированию: в 2 - х ч. Ч. 2 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Политехн. Ин-т, 2007.–212 с

3 Электроснабжение: Учеб. Пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. 135 с.

4 Правила устройства электроустановок 6-е, 7-е издание[Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7 раздел 6; раздел 7 гл 7.1, 7.2 - М, 1999. Введены с 01.07.2000 г. раздел 1 гл. 1.1, 1.2, 1.7, 1.9; раздел 7 гл. 7.5, 7.6, 7.10 - М, 2002. Введены с 01.01.2003; г. раздел 1 гл. 1.8 - М, 2004. Введен с 01.09.2003 г. раздел 2 гл. 2.4, 2.5 - М, 2003. Введен с 01.10.2003 г. раздел 4 гл. 4.1, 4.2 - М, 2003. Введен с 01.11.2003 г.. Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005-854с.

5 Неклепаев, Б. Н., Крючков, И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – 5-е изд., стер. – СПб.: БХВ - Петербург, 2013. – 607 с.; рис., табл.

6 Электронный каталог. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.elektrikii.ru/publ/tablicy/tekhnicheskie_dannye_avtomaticheskikh_vy_kljuchatelej_serii_av/6-1-0-108] (дата обращения: 02.04.2016)

7 Энергетика Оборудование Документация. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://forca.ru/info/spravka/amortizacionnye-otchisleniya.html> (дата обращения: 02.05.2016)

8 Электронный каталог. Кабели общепромышленные. [Сайт] - Пермь, 2016 - Режим доступа: http://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii_791.html (дата обращения: 04.05.2016)

9 Ограничители перенапряжений ОПН: техн. информация / Балтэнерго [Сайт] - Санкт-Петербург, 2016 - Режим доступа: <http://baltenergo.spb.ru/products.php> (дата обращения: 05.05.2016)

10 СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Взамен СТО 4.2–07–2012; дата введ. 27.02.2014. – Красноярск: БИК СФУ, 2014. – 57 с.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 90 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |