

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2017 г.

Электроснабжение группы цехов завода сельскохозяйственного машиностроения

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02 2017.131.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
к.т.н., доцент

_____ А.М. Ершов
« ___ » _____ 2017 г.

Руководитель проекта
ассистент

_____ А.В. Хлопова
« ___ » _____ 2017 г.

Консультант по экономике
к.т.н., доцент

_____ Е.Ж.Васильев
« ___ » _____ 2017 г.

Автор проекта
Студент группы П-473

_____ Р.Р. Валиуллин
« ___ » _____ 2017 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
« ___ » _____ 2017 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 2017 г.

АННОТАЦИЯ

Валиуллин Р.Р. Электроснабжение группы цехов завода сельскохозяйственного машиностроения – Челябинск: ЮУрГУ, Э, 2017, 121 с., 20 ил., 52 табл., библиогр. список – 39 наим., 8 чертежей ф. А1.

Задачей данной работы является проектирование системы электроснабжения завода сельскохозяйственного машиностроения.

На основе технико-экономического сравнения вариантов питания от сети 35 и 110 кВ был выбран наиболее экономичный и технически выгодный. Были определены нагрузки РМЦ и предприятия в целом, выбрано оборудование схем внутреннего и внешнего электроснабжения. Произведен расчет компенсации реактивной мощности. Принципиальная схема и генплан завода представлены в графической части. Произведен расчет нагрузки по ремонтно-механическому цеху, выбрано низковольтное оборудование. План и схема снабжения цеха представлены в графической части.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 3 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 6 |
| ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА | 7 |
| 1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ..... | 8 |
| Выводы по разделу один..... | 9 |
| 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ | 10 |
| 2.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху..... | 10 |
| 2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию | 16 |
| 2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия..... | 19 |
| Выводы по разделу два..... | 21 |
| 3 ВЫБОР ЧИСЛА МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ..... | 23 |
| Выводы по разделу три..... | 26 |
| 4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЯ | 28 |
| Выводы по разделу четыре..... | 31 |
| 5 ВЫБОР СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЯ..... | 32 |
| 5.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП..... | 33 |
| 5.2 Расчет линий электропередач от районной подстанции до ГПП предпри- ятия | 33 |
| 5.3 Расчет токов короткого замыкания | 34 |
| 5.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих от подстанции энергосисте мы линий на вводе ГПП..... | 36 |
| 5.5 Техничко-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения | 40 |
| 5.6 Вероятностный анализ схемы внешнего электроснабжения | 42 |
| 5.7 Обоснование РМП с точки зрения потерь электроэнергии в трансформа- торах | 45 |
| 5.8 Срок окупаемости ремонтной перемычки..... | 46 |
| Выводы по разделу пять..... | 46 |
| 6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ..... | 48 |
| Выводы по разделу шесть..... | 49 |
| 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ | 51 |
| Выводы по разделу семь..... | 64 |
| 8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ | 65 |
| Выводы по разделу восемь..... | 73 |
| 9 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ | 74 |
| Выводы по разделу девять..... | 74 |
| 10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ | 75 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 4 |

| | |
|---|-----|
| Выводы по разделу десять..... | 80 |
| 11 ЗАЩИТА СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ..... | 81 |
| 11.1 Организация защиты | 82 |
| 11.2. Расчет защиты от перегрузки | 84 |
| 11.3. Расчет селективной токовой отсечки | 86 |
| 11.4. Расчет мгновенной токовой отсечки | 88 |
| Выводы по разделу одиннадцать..... | 102 |
| 12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | 89 |
| Выводы по разделу двенадцать..... | 96 |
| 13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ..... | 97 |
| 13.1 Обоснование выбора местоположения ГПП..... | 103 |
| 13.2 Основные габариты и разрывы..... | 106 |
| 13.3 Основные требования к установке трансформаторов..... | 108 |
| 13.4 Электробезопасность | 112 |
| 13.5 Расчет освещения ОРУ | 115 |
| Выводы по разделу тринадцать..... | 118 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 119 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | 120 |

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

По мере развития электропотребления к системам электроснабжения предъявляются и другие требования, например, возникает необходимость внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электроэнергии, осуществления в широких масштабах диспетчеризации процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи. Кроме того, СЭС свойственно наличие глубоких внутренних связей, не позволяющих расчленять системный, комплексный подход, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схем электроснабжения и их параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации и др. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 6 |

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения группы цехов завода сельскохозяйственного машиностроения.

1) Суммарная установленная мощность электроприемников завода напряжением ниже 1000 В: 16153,3 кВт.

2) Суммарная установленная мощность электроприемников завода напряжением выше 1000 В: 10400 кВт (4хСД по 1600 кВт, установки 4хИП по 1000 кВт).

3) По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся ко второй и третьей категориям.

К потребителям первой категории относятся:

– Компрессорная станция.

4) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 22744 кВА.

5) Коэффициент реактивной мощности:

– заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_{\Sigma}=0,31$;

6) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 2500 МВА.

8) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 5 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-70/11.

9) На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН-16000/110.

10) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 6 кВ.

11) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: КРУ- СЭЩ-70.

12) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 13 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ мощность 800, 1600, 2000 и 2500 кВА.

13) Тип и сечение кабельных линий АПВв

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|----------|------|----------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 7 |
| Изм. | Лист | № докум. | .Подпись | Дата | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | | | | |

1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Ограничители перенапряжений предназначены для защиты от грозových и коммутационных перенапряжений электрооборудования сетей с изолированной нейтралью переменного тока частоты 50 Гц классов напряжения 6 и 10 кВ. Ограничители используются для замены устаревшего оборудования - вентильных разрядников РВО.

В настоящее время ОПН выпускаются практически всеми корпорациями, производящими продукцию для энергетики. Проведем сравнение характеристик ОПН 10кВ выпущенных АО «Завод энергозащитных устройств» и «Schneider Electric».

Ограничители перенапряжений ST Schneider Electric МЭК 61643-11 класс 2 [1]

ОПН предназначены для защиты оборудования в цепях с режимами заземления нейтрали TN-S и TN-C. Не рекомендуются для режима TN-C и запрещены для режима IT.

Каждый ограничитель серии ST имеет свое применение:

- STN рекомендуется для объектов с очень высоким уровнем риска (открытое место);
- STM рекомендуется для объектов с высоким уровнем риска;
- STD обеспечивает полную защиту потребителей электроэнергии и устанавливается последовательно с головными ограничителями перенапряжений.

Общие характеристики

- частота 50-60 Гц;
- U_{тах} режима статической устойчивости - 275 В;
- сигнализация состояния посредством механического индикатора;
- отключение ОПН при коротком замыкании осуществляется при щи автоматического выключателя;
- допустимый ток КЗ для STD - 10 кА;
- допустимый ток КЗ для STN и STM: 25 кА для 1р+N, 3р и 3р+N;
- рабочая температура от -25 °С до 60 °С;
- степень защиты: передняя панель IP40, зажимы - IP20.

Особые характеристики STN. Защита в общем режиме:

- I_{max} (8/20 с) - 65 кА;
- I_n (8/20 с) - 20 кА;
- U_p - 1,5 кВ.

STM. Защита в общем режиме:

- I_{max} (8/20 с) - 40 кА;
- I_n (8/20 с) - 15 кА;
- U_p - 1,2 кВ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|----------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | .Подпись | Дата | | 8 |

STD. Защита в общем режиме:

- I_{\max} (8/20 с) - 10 кА;
- I_n (8/20 с) - 5 кА;
- U_p - 1,2 кВ.

Защита в дифференциальном режиме:

- I_{\max} (8/20 с) - 10 кА;
- I_n (8/20 с) - 3 кА;
- U_p - 1,0 кВ.

ОПН-П-10 УХЛ1 АО «Завод энергозащитных устройств» [2]

Предназначен для защиты электрооборудования в сетях с изолированной нейтралью, напряжением 10 кВ. ОПН данной серии характеризует:

- Абсолютно герметичный, монолитный корпус, изготавливаемый литым методом;
- Кремнеорганическая внешняя изоляция на основе силикона фирмы WACER;
- Высокая механическая и термомеханическая прочность, устойчивость к перегреву до 200 С°;
- Исключительная стойкость к климатическим и химическим воздействиям;
- Сегментарная система взрывобезопасности FFS, не допускающая разлета осколков;
- «Вечная» маркировка, нестираемая и неотделяемая;
- Успешный опыт эксплуатации более 45 000 аппаратов данной серии;
- Пожароустойчивость (внешняя изоляция не воспламеняется);
- Повышенная степень грязестойкости (IV по ГОСТ 9920);
- Постоянный запас на складе завода и региональных складах;
- Индивидуальный контрольный номер;
- Оптимальное соотношение цены и качества.

Выводы по разделу один

В данном разделе произведен сравнительный анализ ОПН. Видно что отличия не значительны по характеристикам. Российские производители по фактору цена-качество превосходят.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|----------|------|----------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 9 |
| Изм. | Лист | № докум. | .Подпись | Дата | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | | | | |

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок.

Для оценки ожидаемых электрических нагрузок будем использовать метод упорядоченных диаграмм [3].

Согласно данного метода средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену:

$$P_c = \sum k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}i}, \quad (2.1)$$

где $k_{\text{иа}}$ – коэффициент использования по активной мощности;

$P_{\text{ном}i}$ – номинальная расчетная мощность трехфазных электроприемников.

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену:

$$Q_c = k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.2)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Информация о коэффициентах использования $k_{\text{иа}}$ и коэффициентах мощности $\cos\varphi$, как для отдельных электроприемников, так и для характерных цехов по отраслям промышленности определим по справочнику [3].

Эффективное число электроприемников определяем по формуле:

$$n_э = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i})^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}^2}, \quad (2.3)$$

где $P_{\text{ном}i}$ – номинальная мощность i -го электроприемника.

Значение средневзвешенного коэффициента использования по шинопроводу определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{ИА}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}}. \quad (2.4)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|----------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | .Подпись | Дата | | 10 |

Расчетные мощности P_p и Q_p определяются по формулам:

$$P_p = K_{PA} \cdot \sum k_{иа} \cdot P_{ном}, \quad (2.5)$$

$$Q_p = K_{PP} \cdot \sum k_{иа} \cdot P_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.6)$$

где K_{PA} – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, зависит от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности $K_{PA} = f(n_э, K_{ИА})$;

K_{PP} – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности:

$$K_{PP} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}}. \quad (2.7)$$

Полная расчетная нагрузка группы трёхфазных электроприемников определяется из выражения:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.8)$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.9)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Для однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения, найдем приведенные к соответствующим фазам установленные мощности по формулам: [2]:

$$P_{нi,m} = P_{нi,mn} \cdot k_{mn(m)i}; \quad P_{нi,n} = P_{нi,mn} \cdot k_{mn(n)i},$$

$$Q_{нi,m} = P_{нi,mn} \cdot q_{mn(m)i}; \quad Q_{нi,n} = P_{нi,mn} \cdot q_{mn(n)i},$$

где $P_{нi,m}$ и $Q_{нi,m}$ – соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейные напряжения mn , приведенные к фазе m ;

$P_{нi,n}$ и $Q_{нi,n}$ – соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейные напряжения mn , приведенные к фазе n ,

$P_{нi,mn}$ – номинальная мощность электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , которая находится по формуле (2.1)

$k_{mn(n)i}$ – коэффициент приведения активной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе m [3]:

$$k_{mn(n)i} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} \quad (2.12)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{i,mn}$ - коэффициент реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn . $\operatorname{tg}\varphi_{i,mn}$ в зависимости от типа электроприемника и его коэффициента мощности $\cos\varphi_{i,mn}$ находится по [3];

$k_{mn(n)i}$ - коэффициент приведения активной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе n [3]:

$$k_{mn(n)i} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} \quad (2.13)$$

$q_{mn(m)i}$ - коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе m [3]:

$$q_{mn(m)i} = \frac{1}{2} \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \quad (2.14)$$

$q_{mn(m)i}$ - коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе n [2]:

$$q_{mn(m)i} = \frac{1}{2} \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \quad (2.15)$$

После нахождения средних значений активной и реактивной мощностей определяется наиболее загруженная фаза, а затем определяется условная средняя нагрузка трехфазной сети от однофазных электроприёмников.

После полного расчета однофазной нагрузки считается нагрузка каждого отделения ремонтно-механического цеха, определяется значение токов и мощности для выбора соответствующего распределительного шкафа.

Результаты расчетов по формулам (2.1) – (2.15) сведены в таблицу 2.1. и таблицу 2.2

| | | | | | | |
|------|------|----------|----------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | .Подпись | Дата | | 12 |

Таблица 2.1 – Расчет однофазных электроприемников РМЦ

| Наименование узлов СЭС и ЭП | P _{ном} | n, шт | nP ² _{номi} | Установленная мощность ЭП на U _л | | | Коэффициент приведения к нагрузке | | | Установленная мощность ЭП на U _ф | | | Cosφ | tgφ | K _{на} | Расчётная мощность за максимальную смену | | | | | |
|--|------------------|-------|---------------------------------|---|-------|-------|-----------------------------------|-------|------|---|--------|-------|------|-------|-----------------|--|-------|-------|----------------|-------|-------|
| | | | | AB | BC | CA | K _φ | K | q | A | B | C | | | | P _c | | | Q _c | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | A | B | C | A | B | C |
| Отделение токов высокой частоты и сварки | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Электроприёмники на U _л = 380 В | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Машина контактной сварки, однофазная, U _{ном} = 380 В | 172,00 | 2,00 | 14792,00 | 86,00 | 0,00 | 86,00 | A | 0,89 | 0,38 | 76,54 | 0,60 | 1,33 | 0,35 | 26,79 | | | 11,44 | | | | |
| | | | | | | | B | 0,11 | 0,96 | 9,46 | | | | 3,31 | | | 28,90 | | | | |
| | | | | | | | B | 0,89 | 0,38 | 0,00 | | | | 0,00 | | | 0,00 | | | | |
| | | | | C | 0,11 | 0,96 | 0,00 | 76,54 | | | | | | 0,00 | | | | | | | |
| | | | | C | 0,89 | 0,38 | | | | | | | | 26,79 | | 11,44 | | | | | |
| | | | | A | 0,11 | 0,96 | 9,46 | | | | | | | 3,31 | | 28,90 | | | | | |
| Машина стыковой сварки, однофазный, U _{ном} = 380 В | 96,50 | 1,00 | 9312,25 | | 96,50 | 0,00 | A | 0,89 | 0,38 | 0,89 | 0,60 | 1,33 | 0,35 | 0,31 | | | 0,13 | | | | |
| | | | | | | | B | 0,11 | 0,96 | 0,11 | | | | 0,04 | | 0,34 | | | | | |
| | | | | | | | B | 0,89 | 0,38 | 85,89 | | | | 30,06 | | 12,83 | | | | | |
| | | | | C | 0,11 | 0,96 | 10,62 | | | 3,72 | | | | | 32,42 | | | | | | |
| | | | | C | 0,89 | 0,38 | 0,00 | | | 0,00 | | | | | 0,00 | | | | | | |
| | | | | A | 0,11 | 0,96 | 0,00 | | | 0,00 | | | | | 0,00 | | | | | | |
| Итого | 268,50 | 3,00 | 24104,25 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Электроприёмники на U _ф = 380 В | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Трансформатор сварочный однофазный, U _{ном} = 220 В | 10,00 | 4,00 | 184,96 | | | | | | | 20,00 | 10,00 | 10,00 | 0,50 | 1,73 | 0,40 | 8,00 | 4,00 | 4,00 | 34,60 | 17,30 | 17,30 |
| Итого | 10,00 | 4,00 | 184,96 | | | | | | | 20,00 | 10,00 | 10,00 | | | | 8,00 | 4,00 | 4,00 | 34,60 | 17,30 | 17,30 |
| Итого по отделению | 278,50 | 7,00 | 24289,21 | | | | | | | 106,89 | 105,46 | 97,16 | | | 0,35 | 38,41 | 37,41 | 34,50 | 75,07 | 59,37 | 61,16 |

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

13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ

Таблица 2.2 – Расчет нагрузок ремонтно-механического цеха

| Исходные данные | | | | Справочные | | | Расчетные величины | | | | | | Расчетная мощность | | | |
|---|----|--|-------------------|-----------------|------|-------|-----------------------------------|--|---------------------------------|----------------|-----------------|-----------------|--------------------|----------------|----------------|----------------|
| Технологические данные | | | | K _{на} | Cosφ | tgφ | K _{на} ·P _{ном} | K _{на} ·P _{ном} ·tgφ | n·P _{ном} ² | n _Э | K _{ра} | K _{рп} | P _р | Q _р | S _р | I _р |
| Наименование узлов СЭС и ЭП | n | Номинальная мощность приведенная к длительному режиму, кВт | ΣP _{ном} | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Сварочное отделение | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 Однофазная нагрузка | 7 | 0,00 | 320,67 | 0,36 | - | - | 115,12 | 225,20 | 24289,21 | | | | | | | |
| 2 Агрегат сварочно-зарядный | 2 | 2,10 | 4,20 | 0,60 | 0,50 | 1,730 | 2,52 | 4,36 | 8,82 | | | | | | | |
| 3 Выпрямитель сварочный | 3 | 21,00 | 63,00 | 0,70 | 0,80 | 0,750 | 44,10 | 33,08 | 1323,00 | | | | | | | |
| 4 Машина контактной сварки, однофаз, U _н =380В | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,000 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | |
| 5 Машина стыковой сварки, однофаз, U _н =380В | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,000 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | |
| 6 Подвесной наждак | 4 | 0,70 | 1,40 | 0,13 | 0,50 | 1,730 | 0,18 | 0,31 | 0,98 | | | | | | | |
| Итого нагрузка по РП1 | 16 | | 389,27 | 0,42 | | | 161,92 | 262,95 | 25622,01 | 5,91 | 1,14 | 1,07 | 184,59 | 280,97 | 336,18 | 510,78 |
| Термическое отделение | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 Электродпечь сопротивлений | 5 | 30,00 | 150,00 | 0,70 | 0,95 | 0,330 | 105,00 | 34,65 | 4500,00 | | | | | | | |
| 8 Электродпечь индукционная | 4 | 20,00 | 80,00 | 0,70 | 0,95 | 0,330 | 56,00 | 18,48 | 1600,00 | | | | | | | |
| 9 Вентилятор | 7 | 7,50 | 52,50 | 0,70 | 0,80 | 0,750 | 36,75 | 27,56 | 393,75 | | | | | | | |
| Итого нагрузка по РП2 | 16 | | 673,17 | 0,29 | | | 197,75 | 80,69 | 6493,75 | 69,78 | 1,00 | 1,02 | 197,75 | 82,30 | 214,19 | 325,43 |
| Механическое отделение 1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 Кран-балка | 2 | 2,20 | 4,40 | 0,10 | 0,50 | 1,730 | 0,44 | 0,76 | 9,68 | | | | | | | |
| 11 Станок вертикально-сверлильный | 3 | 7,30 | 21,90 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 10,95 | 12,80 | 159,87 | | | | | | | |
| 12 Станок настольно-сверлильный | 4 | 0,60 | 2,40 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 1,20 | 1,40 | 1,44 | | | | | | | |
| 13 Станок вертикально долбежный | 3 | 3,80 | 11,40 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 5,70 | 6,66 | 43,32 | | | | | | | |
| 14 Станок винторезный | 4 | 4,10 | 16,40 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 8,20 | 9,59 | 67,24 | | | | | | | |
| 15 Станок широкоуниверсальный | 3 | 7,50 | 22,50 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 11,25 | 13,15 | 168,75 | | | | | | | |
| 16 Станок копировально универс | 4 | 3,00 | 12,00 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 6,00 | 7,01 | 36,00 | | | | | | | |
| 17 Станок горизонтально-фрезерный | 3 | 5,50 | 16,50 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 8,25 | 9,64 | 90,75 | | | | | | | |
| 18 Станок нпласко-шлифовальный | 4 | 3,60 | 14,40 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 7,20 | 8,42 | 51,84 | | | | | | | |
| 19 Станок настольно-сверлильный | 2 | 0,60 | 1,20 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 0,60 | 0,70 | 0,72 | | | | | | | |
| 20 Станок токарно-карусельный | 1 | 34,30 | 34,30 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 17,15 | 20,05 | 1176,49 | | | | | | | |
| 21 Станок резьбо-шифовальный | 2 | 7,50 | 15,00 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 7,50 | 8,77 | 112,50 | | | | | | | |
| 22 Ножницы гильотинные | 3 | 1,60 | 4,80 | 0,13 | 0,50 | 1,730 | 0,62 | 1,08 | 7,68 | | | | | | | |
| Итого нагрузка по РП 3 | 38 | | 177,20 | 0,48 | | | 85,06 | 100,04 | 1926,28 | 16,30 | 1,00 | 1,04 | 85,06 | 104,17 | 134,49 | 204,33 |
| Механическое отделение 2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23 Станок кругло-шлифовальный | 3 | 10,20 | 30,60 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 15,30 | 17,89 | 312,12 | | | | | | | |
| 24 Станок поперечно-строгальный | 4 | 3,10 | 12,40 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 6,20 | 7,25 | 38,44 | | | | | | | |
| 25 Станок токарно-винторезный | 3 | 10,00 | 30,00 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 15,00 | 17,54 | 300,00 | | | | | | | |
| 26 Станок горизонтально-фрезерный | 2 | 7,50 | 15,00 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 7,50 | 8,77 | 112,50 | | | | | | | |
| 27 Станок вертикально-сверлильный | 4 | 4,80 | 19,20 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 9,60 | 11,22 | 92,16 | | | | | | | |
| 28 Станок вертикально-фрезерный | 3 | 7,50 | 22,50 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 11,25 | 13,15 | 168,75 | | | | | | | |

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

13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ

Лист

14

Окончание таблицы 2.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|-----------------------------------|-----|-------|---------|------|------|-------|--------|--------|----------|-------|------|------|--------|--------|---------|---------|
| 30 Станок зубофрезерный | 4 | 11,40 | 45,60 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 22,80 | 26,65 | 519,84 | | | | | | | |
| 31 Станок настольно-сверлильный | 5 | 0,60 | 3,00 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 1,50 | 1,75 | 1,80 | | | | | | | |
| 32 Полуавтомат отрезной | 2 | 9,50 | 19,00 | 0,13 | 0,50 | 1,730 | 2,47 | 4,27 | 180,50 | | | | | | | |
| 33 Ножовка механическая | 3 | 1,80 | 5,40 | 0,13 | 0,50 | 1,730 | 0,70 | 1,21 | 9,72 | | | | | | | |
| 34 Пресс-ножницы | 3 | 7,50 | 22,50 | 0,13 | 0,50 | 1,730 | 2,93 | 5,06 | 168,75 | | | | | | | |
| 35 Кран-балка | 1 | 2,20 | 2,20 | 0,10 | 0,50 | 1,730 | 0,22 | 0,38 | 4,84 | | | | | | | |
| Итого нагрузка по РП6 | 43 | | 231,00 | 0,42 | | | 97,27 | 117,25 | 1911,58 | 27,91 | 1,00 | 1,03 | 97,27 | 120,95 | 155,21 | 235,81 |
| Механическое отделение 3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 36 Станок универсально-фрезерный | 3 | 10,00 | 30,00 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 15,00 | 17,54 | 300,00 | | | | | | | |
| 37 Станок токарно-карусельный | 2 | 31,30 | 62,60 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 31,30 | 36,59 | 1959,38 | | | | | | | |
| 38 Станок токарно-винторезный | 3 | 18,60 | 55,80 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 27,90 | 32,62 | 1037,88 | | | | | | | |
| 39 Станок резьбс-шлифовальный | 4 | 7,50 | 30,00 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 15,00 | 17,54 | 225,00 | | | | | | | |
| 40 Станок плоско-шлифовальный | 3 | 8,20 | 24,60 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 12,30 | 14,38 | 201,72 | | | | | | | |
| 41 Станок обдирочно-шлифовальный | 4 | 1,70 | 6,80 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 3,40 | 3,97 | 11,56 | | | | | | | |
| 42 Станок настольно-сверлильный | 5 | 0,60 | 3,00 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 1,50 | 1,75 | 1,80 | | | | | | | |
| 43 Станок токарно-винторезный | 3 | 8,40 | 25,20 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 12,60 | 14,73 | 211,68 | | | | | | | |
| 44 Станок вертикально-фрезерный | 3 | 7,50 | 22,50 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 11,25 | 13,15 | 168,75 | | | | | | | |
| 45 Станок вертикально-сверлильный | 5 | 1,60 | 8,00 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 4,00 | 4,68 | 12,80 | | | | | | | |
| 46 Вентилятор | 2 | 1,50 | 3,00 | 0,70 | 0,80 | 0,750 | 2,10 | 1,58 | 4,50 | | | | | | | |
| Итого нагрузка по РП4 | 37 | | 271,50 | 0,50 | | | 136,35 | 158,51 | 4135,07 | 17,83 | 1,00 | 1,04 | 136,35 | 164,77 | 213,87 | 324,94 |
| Отделение очистки деталей | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 47 Ультразвуковой генератор | 3 | 20,00 | 60,00 | 0,70 | 0,85 | 0,620 | 42,00 | 26,04 | 1200,00 | | | | | | | |
| 48 Шкаф сушильный | 4 | 7,50 | 30,00 | 0,70 | 0,95 | 0,330 | 21,00 | 6,93 | 225,00 | | | | | | | |
| 49 Ванна промывки | 1 | 24,00 | 24,00 | 0,60 | 0,80 | 0,750 | 14,40 | 10,80 | 576,00 | | | | | | | |
| 50 Ванна ультразвуковой очистки | 4 | 10,00 | 40,00 | 0,60 | 0,85 | 0,620 | 24,00 | 14,88 | 400,00 | | | | | | | |
| 51 Кондиционер | 3 | 10,00 | 30,00 | 0,70 | 0,80 | 0,750 | 21,00 | 15,75 | 300,00 | | | | | | | |
| 52 Станок профиле-шлифовальный | 6 | 3,30 | 19,80 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 9,90 | 11,57 | 65,34 | | | | | | | |
| 53 Станок координатно-расточной | 1 | 25,00 | 25,00 | 0,50 | 0,65 | 1,169 | 12,50 | 14,61 | 625 | | | | | | | |
| Вентилятор | 2 | 1,50 | 3,00 | 0,70 | 0,80 | 0,750 | 2,10 | 1,58 | 4,50 | | | | | | | |
| Итого нагрузка по РП5 | 24 | | 231,80 | 0,63 | | | 146,90 | 102,16 | 3395,84 | 15,82 | 1,00 | 1,04 | 146,90 | 106,44 | 181,41 | 275,62 |
| Итого по цеху | 174 | | 1978,10 | 0,42 | 0,66 | 1,010 | 825,44 | 821,92 | 43485,51 | 89,98 | 0,70 | 1,02 | 848,13 | 859,86 | 1207,76 | 1835,01 |

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

13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ

Лист

15

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

Расчет производится по укрупненным показателям, так как исходными данными являются установленные мощности электроприемников по цехам.

Средние активные P_c , реактивные Q_c , а также расчетные P_p и Q_p мощности определяются соответственно по формулам (2.1), (2.2), (2.5), (2.6).

Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса.

$$P_{P.OCB} = K_{C.OCB} \cdot P_{уд.OCB} \cdot F_{Ц},$$

где $K_{C.OCB}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{уд.OCB}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха;

$F_{Ц}$ – поверхность пола цеха, м^2 .

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха находится с использованием величин расчётной активной и реактивной нагрузки.

После расчёта нагрузок всех цехов, рассчитывается строка «Итого по 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные мощности, средние активные и реактивные нагрузки и расчетные осветительные нагрузки.

Определение расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников производится аналогично.

Расчёт завершается после суммирования данных по низковольтным и высоковольтным ЭП: номинальная активная мощность, средние и расчетные активная и реактивная нагрузки, полная расчетная нагрузка.

Полученные в результате расчетов данные сведены в таблицу 2.2.

Расчетные данные по отдельным цехам в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых ТП и затем с учетом потерь мощности в указанных трансформаторах – для расчета питающих линий. Расчетные данные по предприятию в целом с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах используются при выборе трансформаторов главной понизительной подстанции и расчете схемы внешнего электроснабжения предприятия.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.3.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|----------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 16 |
| Изм. | Лист | № докум. | .Подпись | Дата | | | | | |

13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ

Таблица 2.3 – Расчет электрических нагрузок по заводу.

| Наименование цехов | $P_{\text{ном}}, \text{кВт}$ | n_{Σ} | $K_{\text{на}}$ | $\cos\varphi$ | $\text{tg}\varphi$ | $P_{\Sigma}, \text{кВт}$ | $Q_{\Sigma}, \text{кВАр}$ | $K_{\text{ра}}$ | $P_{\text{р}}, \text{кВт}$ | $Q_{\text{р}}, \text{кВАр}$ | $F_{\text{ц}}, \text{м}^2$ | $P_{\text{уд.осв.}}, \text{кВт/м}^2$ | $\cos\varphi_{\text{осв}}$ | K_{Σ} | $P_{\text{р.осв.}}, \text{кВт}$ | $Q_{\text{р.осв.}}, \text{кВАр}$ | $P_{\text{р}}+P_{\text{р.осв.}}, \text{кВт}$ | $Q_{\text{р}}+Q_{\text{р.осв.}}, \text{кВАр}$ | $S_{\text{р}}, \text{кВА}$ |
|--------------------------------|------------------------------|--------------|-----------------|---------------|--------------------|--------------------------|---------------------------|-----------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------------------|----------------------------|--------------|---------------------------------|----------------------------------|--|---|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Низковольтная нагрузка | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. Станция балан-сировки | 934,00 | 18,00 | 0,50 | 0,70 | 1,02 | 467,00 | 476,44 | 0,80 | 373,60 | 381,15 | 2250,00 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 30,60 | 14,81 | 404,20 | 395,96 | 565,83 |
| 2. Кузнечно-прессовый | 1794,00 | 47,00 | 0,60 | 0,80 | 0,75 | 1076,40 | 807,30 | 0,80 | 861,12 | 645,84 | 4125,00 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 56,10 | 27,15 | 917,22 | 672,99 | 1137,63 |
| 3. мех сбор 1 | 3050,00 | 90,00 | 0,55 | 0,70 | 1,02 | 1677,50 | 1711,39 | 0,80 | 1342,00 | 1369,11 | 5468,75 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 74,38 | 36,00 | 1416,38 | 1405,11 | 1995,11 |
| 4. мех сбор 2 | 4171,00 | 137,00 | 0,60 | 0,75 | 0,88 | 2502,60 | 2207,09 | 0,80 | 2002,08 | 1765,67 | 10937,50 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 148,75 | 72,00 | 2150,83 | 1837,66 | 2828,97 |
| 5. химико-термический | 1483,00 | 33,00 | 0,75 | 0,85 | 0,62 | 1112,25 | 689,31 | 0,80 | 889,80 | 551,45 | 3125,00 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 42,50 | 20,57 | 932,30 | 572,02 | 1093,80 |
| бнасосная | 750,00 | 10,00 | 0,80 | 0,85 | 0,62 | 600,00 | 371,85 | 0,80 | 480,00 | 297,48 | 1375,00 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 18,70 | 9,05 | 498,70 | 306,53 | 585,37 |
| 7. компрессорный | 735,00 | 20,00 | 0,85 | 0,90 | 0,48 | 624,75 | 302,58 | 0,80 | 499,80 | 242,06 | 1593,75 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 21,68 | 10,49 | 521,48 | 252,55 | 579,41 |
| 8. термический | 2403,00 | 50,00 | 0,80 | 0,85 | 0,62 | 1922,40 | 1191,40 | 0,90 | 1835,20 | 1137,35 | 3850,00 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 52,36 | 25,34 | 1887,56 | 1162,70 | 2216,92 |
| 9. цех тракторных агрегатов | 2453,00 | 287,00 | 0,60 | 0,75 | 0,88 | 1471,80 | 1298,01 | 0,80 | 1177,44 | 1038,40 | 7625,00 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 103,70 | 50,19 | 1281,14 | 1088,60 | 1681,18 |
| 10. цех тракторных агрегатов 2 | 2050,00 | 235,00 | 0,60 | 0,75 | 0,88 | 1230,00 | 1084,76 | 0,80 | 848,13 | 859,90 | 7625,00 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 103,70 | 50,19 | 951,83 | 910,09 | 1316,91 |
| 11. цех нагревательный | 3554,00 | 65,00 | 0,55 | 0,75 | 0,88 | 1954,70 | 1723,88 | 0,80 | 1563,76 | 1379,11 | 7625,00 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 103,70 | 50,19 | 1667,46 | 1429,30 | 2196,20 |
| 12. столовая | 219,00 | 25,00 | 0,70 | 0,80 | 0,75 | 153,30 | 114,98 | 1,73 | 265,21 | 198,91 | 450,00 | 0,02 | 0,90 | 0,60 | 4,32 | 2,09 | 269,53 | 201,00 | 336,22 |
| 13. заводоуправление | 70,00 | 20,00 | 0,40 | 0,75 | 0,88 | 28,00 | 24,69 | 1,17 | 32,76 | 28,89 | 750,00 | 0,02 | 0,90 | 0,80 | 9,60 | 4,65 | 42,36 | 33,54 | 54,03 |
| 14. цех испытания двигателей | 3313,00 | 58,00 | 0,55 | 0,75 | 0,88 | 1822,15 | 1606,99 | 1,00 | 1822,15 | 1606,99 | 5156,25 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 70,13 | 33,94 | 1892,28 | 1640,93 | 2504,66 |
| 15. рмц | 2228,30 | 137,00 | 0,33 | 0,70 | 1,02 | 735,34 | 750,20 | 1,00 | 735,34 | 750,20 | 656,25 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 8,93 | 4,32 | 744,26 | 754,52 | 1059,82 |
| 16. механический | 2850,00 | 129,00 | 0,50 | 0,70 | 1,02 | 1425,00 | 1453,79 | 1,00 | 1425,00 | 1453,79 | 4687,50 | 0,02 | 0,90 | 0,85 | 63,75 | 30,86 | 1488,75 | 1484,65 | 2102,51 |
| Освещение территории | | | | | | | | | | | 198922,8 | 0,00 | 0,90 | 1,00 | 795,69 | 385,11 | 795,69 | 385,11 | 883,99 |
| Итого нагрузка 0,4 кВ | 32057,30 | | | | | 18803,19 | 15814,63 | | 16153,4 | 13706,30 | | | | | 1708,57 | 826,95 | 17861,96 | 14533,25 | 23027,48 |

Окончание таблицы 2.3

| Высоковольтная нагрузка | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|------|------|----------|------|-------|------|----------|----------|------|---------|----------|----|----|----|----|----|----|----------|----------|----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
| Компрессорная станция СД 1600 кВт | 1600 | 4,00 | 6400,00 | 0,80 | -0,75 | 0,80 | 5120,00 | -3840,00 | 1,00 | 5120,00 | -3840,00 | | | | | | | 5120,00 | -3840,00 | 6400,00 |
| Термический цех ИП 1000 кВт 2,5 кГц | 1000 | 4,00 | 4000,00 | 0,90 | 0,60 | 0,60 | 2400,00 | 1440,00 | 2,00 | 4800,00 | 2880,00 | | | | | | | 4800,00 | 2880,00 | 5597,71 |
| Итого нагрузка 10 кВ | | 8,00 | 10400,00 | | | | 7520,00 | -2400,00 | | | | | | | | | | | | |
| Итого нагрузка по предприятию | | | 42457,30 | | | 0,62 | 26323,19 | 13414,63 | | | | | | | | | | 27781,96 | 12133,25 | 30315,89 |

2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

На генплан завода произвольно наносятся оси координат и по формуле определяется центр электрических нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, относительно которых будут выбираться расположения цеховых трансформаторных подстанций, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения. При этом радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха определяется по следующим формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.11)$$

$$\alpha_{vi} = 360 \frac{P_{pvi}}{P_{pi}}, \quad (2.12)$$

$$\alpha_{ni} = 360 \frac{P_{pni}}{P_{pi}}, \quad (2.13)$$

$$\alpha_{oi} = 360 \frac{P_{poi}}{P_{pi}}, \quad (2.14)$$

где P_{pi} , P_{pni} , P_{pvi} , P_{poi} – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников до 1 кВ, электроприемников свыше 1 кВ, электрического освещения, кВт;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм².

Масштаб определяем из условия:

$$m = \frac{P_{pmin}}{\pi \cdot R_{min}^2},$$

где P_{pmin} – минимальная расчетная активная мощность одного цеха;
 $R_{min} = 10$ мм – минимальный радиус.

$$m = \frac{25,50}{3,14 \cdot 10^2} = 0,32 \text{ кВт/мм}^2.$$

Для литейного цеха радиусы окружностей и углы секторов согласно формул (2.11) – (2.14) и данных приведенных в таблице 2.2 будут равны:

$$R_i = \sqrt{\frac{7481,88}{3,14 \cdot 0,32}} = 85,65 \text{ мм},$$

$$\alpha_{\text{вi}} = 360 \cdot \frac{3200}{7481,88} = 153,97^\circ,$$

$$\alpha_{\text{нi}} = 360 \cdot \frac{4043,20}{7481,88} = 194,54^\circ,$$

$$\alpha_{\text{oi}} = 360 \cdot \frac{238,68}{7481,88} = 11,48^\circ.$$

Для определения местоположения главной понизительной подстанции (ГПП) необходимо рассчитать центр электрических нагрузок предприятия, координаты которого находятся по представленным ниже выражениям.

$$X_{\text{цЭН}} = \frac{\sum_1^n P_{\text{pi}} \cdot X_i}{\sum_1^n P_{\text{pi}}}, \quad (2.15)$$

$$Y_{\text{цЭН}} = \frac{\sum_1^n P_{\text{pi}} \cdot Y_i}{\sum_1^n P_{\text{pi}}}, \quad (2.16)$$

где x_i, y_i – координаты центра i -го цеха на плане предприятия, м.

Расчетные по формулам (2.15)-(2.16) $X_{\text{цЭН}} = 235,35$ м, $Y_{\text{цЭН}} = 259,21$ м.

При выборе местоположения ГПП, помимо расположения центра электрических нагрузок необходимо учесть следующие факторы:

- площадь, необходимая для размещения главной понизительной подстанции;
- роза ветров;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

Таким образом, учитывая выше изложенные положения по выбору местоположения ГПП, принимаем следующие координаты $X_{\text{цЭН}} = 580$ м, $Y_{\text{цЭН}} = 176$ м.

Картограмма электрических нагрузок предприятия изображена на листе 1 графической части дипломного проекта.

Выводы по разделу два

В данном разделе был проведен подробный расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху и всего предприятия в целом, картограмма электрических нагрузок предприятия, а также выбрано месторасположения ГПП.

| | | | | | | |
|------|------|----------|----------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | .Подпись | Дата | | 21 |

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

Таблица 2.4 – Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

| Наименование цехов | $P_{p,i}$, кВт | $P_{p \cdot ni}$, кВт | $P_{p \cdot vi}$, кВт | $P_{p \cdot oi}$, кВт | X_i , м | Y_i , м | R_i , мм | α_{ni} | α_{vi} | α_{oi} |
|------------------------------|-----------------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------|-----------|------------|---------------|---------------|---------------|
| 1 станция балансировки | 404,20 | 373,60 | 30,60 | 0,00 | 27,50 | 37,50 | 15,45 | 333 | 27 | 0 |
| 2 кузнечно прессовый | 917,22 | 861,12 | 56,10 | 0,00 | 155,00 | 82,50 | 23,27 | 338 | 22 | 0 |
| 3 мех сбор 1 | 1416,38 | 1342,00 | 74,38 | 0,00 | 112,50 | 62,50 | 28,91 | 341 | 19 | 0 |
| 4 мех сбор2 | 2150,83 | 2002,08 | 148,75 | 0,00 | 237,50 | 142,50 | 35,63 | 335 | 25 | 0 |
| 5 химикотермический | 932,30 | 889,80 | 42,50 | 0,00 | 155,00 | 125,00 | 23,46 | 344 | 16 | 0 |
| 6 насосная | 498,70 | 480,00 | 18,70 | 0,00 | 20,00 | 125,00 | 17,16 | 347 | 13 | 0 |
| 7 колмпрессорный | 5641,48 | 499,80 | 21,68 | 5120,00 | 145,00 | 220,00 | 57,70 | 32 | 1 | 327 |
| 8 термический | 6687,56 | 1835,20 | 52,36 | 4800,00 | 27,50 | 300,00 | 62,82 | 99 | 3 | 258 |
| 9 цех тракторных агрегатов | 1281,14 | 1177,44 | 103,70 | 0,00 | 332,50 | 350,00 | 27,50 | 331 | 29 | 0 |
| 10 цех тракторных агрегатов2 | 951,83 | 848,13 | 103,70 | 0,00 | 282,50 | 350,00 | 23,70 | 321 | 39 | 0 |
| 11 цех нагревательный | 1667,46 | 1563,76 | 103,70 | 0,00 | 232,50 | 350,00 | 31,37 | 338 | 22 | 0 |
| 12 столовая | 269,53 | 265,21 | 4,32 | 0,00 | 162,50 | 305,00 | 12,61 | 354 | 6 | 0 |
| 13 заводоуправление | 42,36 | 32,76 | 9,60 | 0,00 | 132,50 | 312,50 | 5,00 | 278 | 82 | 0 |
| 14 цех испытания двигателей | 1892,28 | 1822,15 | 70,13 | 0,00 | 150,00 | 450,00 | 33,42 | 347 | 13 | 0 |
| 15 рмц | 744,26 | 735,34 | 8,93 | 0,00 | 112,50 | 400,00 | 20,96 | 356 | 4 | 0 |
| 16 механический | 1488,75 | 1425,00 | 63,75 | 0,00 | 27,50 | 550,00 | 29,64 | 345 | 15 | 0 |
| Итого: | | | | | 132,35 | 245,93 | | | | |

13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ

3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

Цеховые ТП следует располагать внутри производственных корпусов или пристраивать к ним для приближения их к электроприемникам, если этому не препятствуют производственные условия или требования архитектурно-строительного оформления зданий

Мощность трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций зависит: от величины нагрузки трансформаторной подстанции, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и так далее. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов.

Существует связь между экономически целесообразной площадью отдельного трансформатора $S_{Э.Т}$ цеховой трансформаторной подстанции и плотностью σ электрической нагрузки цеха, эта связь приведена в [4], полученной на основе технико-экономических расчетов.

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_P}{F_{Ц}}, \quad (3.1)$$

где S_P – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;
 $F_{Ц}$ – площадь цеха, м².

Мощность трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчетной нагрузки цеха, ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения. Для питания потребителей второй категории применяются двухтрансформаторные подстанции с допустимым коэффициентом загрузки трансформаторов в нормальном режиме $K_{ЗТ.ДОП}=0,7$, а для питания потребителей третьей категории – однострансформаторные подстанции с $K_{ЗТ.ДОП} = 0,9$.

Экономически обоснованное значение минимального числа трансформаторов в общем случае определяется по формуле:

$$N_{Э.Т.МИН} = \frac{P_P}{K_{ЗТ.ДОП} \cdot S_{Н.Т}} + \Delta N_T, \quad (3.2)$$

где P_P – расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;
 $S_{Н.Т}$ – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА;
 ΔN_T – добавка до ближайшего целого числа.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 23 |

Оптимальное число трансформаторов определяется следующим образом:

$$N_{Т.ОПТ} = N_{Э.Т.МИН} + m, \quad (3.3)$$

где m – добавка до оптимального числа трансформаторов, которая находится по диаграммам [1].

Результирующее число трансформаторов n , устанавливаемых на ТП, определяется как большее между оптимальным числом трансформаторов по экономической целесообразности и числом трансформаторов по надежности.

При выборе трансформаторов цеховых ТП должна определяться наибольшая реактивная мощность Q_{1P} , которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ. Для цеха (группы цехов), в котором установлено M подстанций с числом n равных по мощности трансформаторов, наибольшая реактивная мощность определяется как:

$$Q_{1P} = \sqrt{(n \cdot M \cdot K_{ЗТ.ДОП} \cdot S_{Н.Т})^2 - P_P^2}, \quad (3.4)$$

где P_P – расчетная активная нагрузка цеха (группы цехов), кВт.

Величина Q_{1P} является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 равна:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1P} & \text{если } Q_{1P} < Q_P, \\ Q_P & \text{если } Q_{1P} \geq Q_P, \end{cases} \quad (3.5)$$

где Q_P – расчетная реактивная нагрузка цеха (группы цехов), квар.

При $Q_{1P} < Q_P$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку, и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью батарей конденсаторов, которые устанавливаются на стороне низшего напряжения данной ТП. Мощность этих конденсаторов будет равна:

$$Q_K = Q_P - Q_1. \quad (3.6)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются следующим образом:

$$K_{ЗТ.НОРМ} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{n \cdot M \cdot S_{Н.Т}}, \quad (3.7)$$

$$K_{ЗТ.П/А} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{(n-1) \cdot M \cdot S_{Н.Т}}. \quad (3.8)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 24 |

Для определения расчетной нагрузки предприятия необходимо знать потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП. Указанные потери определяются следующим образом:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3T.HOPM}^2 \cdot \Delta P_{K3}), \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \left(\frac{I_{XX} \%}{100} S_{H.T} + K_{3T.HOPM}^2 \cdot \frac{U_{K3} \%}{100} S_{H.T} \right), \quad (3.10)$$

где ΔP_{XX} , ΔP_{K3} , I_{XX} , U_{K3} – паспортные данные трансформаторов.

Активная и реактивная мощности, потребляемые трансформаторами, определяются как сумма расчетной мощности цеха (цехов) и потерь в трансформаторах.

Согласно выше сказанному (см. формулы (3.1) – (3.10)), выберем число, мощность и тип трансформаторов цеховых ТП предприятия, рассчитаем реактивную нагрузку трансформаторов, мощность компенсирующих конденсаторов, коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах, а также потери и потребляемые мощности в трансформаторах. Результаты расчетов сведем в таблицу 3.1.

Поскольку трансформаторы цеховых ТП расположены в цехах, и никаких ограничений к установке масляных трансформаторов не имеется, то принимаем к установке трансформаторы типа ТМГ [5].

В проекте предусмотрено питание некоторых цехов от соседней трансформаторной подстанции, при этом в этих цехах установлены низковольтные распределительные пункты (НРП). При этом считается, что установка НРП в цехе экономически выгодна, если выполняется соотношение:

$$S_p \cdot L \leq 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м},$$

где S_p – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;
 L – расстояние от НРП цеха до соседней ТП, м.

Проверка выполнения этого соотношения при установке низковольтных распределительных пунктов представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 Обоснование установки НРП

| Номер цеха | Номер цеховой ТП | Номер низковольтного распределительного пункта | S_p | L | $S_p \cdot L$ |
|------------|------------------|--|-------|-----|---------------|
| 6 | 1;2 | 1 | 504,9 | 20 | 10098,0 |
| 12 | 6 | 2 | 33,11 | 94 | 3112,3 |
| 13 | 11 | 3 | 90,09 | 70 | 6306,3 |

Выводы по разделу три

В данном разделе произведен расчет цеховых трансформаторных подстанций, выбраны число, мощности и тип цеховых трансформаторов. Приняты трансформаторы типа ТМГ-800; ТМГ-1600; ТМГ-2500. Также в данном разделе произведено обоснование установки низковольтных распределительных пунктов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 26 |

Таблица 3.1 – Выбор числа, типа и мощности цеховых трансформаторов

| Наименование цехов и узлов СЭС | К.Н. | Р _р , кВт | Q _р , квар | S _р , кВА | F _ц , м ² | δЭТ | S _{ЭТ} , кВА | Тип тр-ра, № ТП | K _{ЭДЛОП} | N _{тминЭ} | N _{тминЭ} | ΔN _т | N _{тмин} | m | N _{топт} | S _{НОМТР} , кВА | Q _{1р} , квар | Q ₁ , квар | Q _к , квар | K _{ЭТнор} | K _{ЭТП/АВ} | ΔP _{XX} , кВт | ΔP _{кз} , кВт | I _{XX} , % | U _{кз} , % | ΔP _т , кВт | ΔQ _т , квар | P _{р+ΔP_т} , кВт | Q _{1+ΔQ_т} , квар | S _р , кВА | |
|--------------------------------|------|----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------------------|------|-----------------------|-----------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------------|-------------------|----|-------------------|--------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|---------------------|------------------------|------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | |
| Нагрузка 0,4 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| станция баланси- ровки | 2 | 404,20 | 395,96 | 565,83 | 2250,0 | 0,25 | | ТП-1, | | | | | | | | 400 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | 404,20 | 395,96 | 565,83 | | 0,25 | 2500 | ТМГ | 0,8 | 2,08 | 3 | 0,92 | 2 | 0 | 2 | | 1214,50 | 395,96 | 0,00 | 0,71 | 1,41 | 1,60 | 10,8 | 1,00 | 5,5 | 14,1 | 30,01 | 418,21 | 425,97 | 596,95 | |
| бнасосная | 2 | 498,70 | 306,53 | 585,37 | 1375,0 | 0,43 | | ТП-2, | | | | | | | | 630 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | 498,70 | 306,53 | 585,37 | | 0,43 | 2500 | ТМГ | 0,8 | 2,14 | 3 | 0,86 | 2 | 0 | 2 | | 875,99 | 306,53 | 0,00 | 0,46 | 0,93 | 1,60 | 10,8 | 1,00 | 5,5 | 7,8 | 27,56 | 506,56 | 334,09 | 606,81 | |
| 2кузнечнопрессов ый | | 917,22 | 672,99 | 1137,63 | 4125,0 | | | НРП1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Змех сбор 1 | 1 | 1416,38 | 1405,11 | 1995,11 | 5468,5 | | | ТП-3 | | | | | | | | 2500 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | 2333,60 | 2078,10 | 3132,74 | | 0,36 | 2500 | ТМГ | 0,7 | 0,93 | 1 | 0,07 | 2 | 0 | 2 | | 3248,74 | 2078,10 | 0,00 | 0,62 | 1,25 | 1,80 | 12,4 | 1,00 | 6,0 | 13,3 | 167,17 | 2346,88 | 2245,27 | 3247,94 | |
| 4мех сбор2 | 2 | 2150,83 | 1837,66 | 2828,97 | 10937,5 | | | ТП-4 | | | | | | | | 2500 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | 2150,83 | 1837,66 | 2828,97 | | 0,26 | 2500 | ТМГ | 0,8 | 0,36 | 1 | 0,64 | 2 | 0 | 2 | | 3372,53 | 1837,66 | 0,00 | 0,57 | 1,13 | 1,80 | 12,4 | 1,00 | 6,0 | 11,5 | 146,04 | 2162,37 | 1983,70 | 2934,43 | |
| 5химико- термический | 2 | 932,30 | 572,02 | 1093,80 | 4125,0 | | | ТП-5 | | | | | | | | 800 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | 932,30 | 572,02 | 1093,80 | | 0,33 | 2500 | ТМГ | 0,8 | 0,79 | 1 | 0,21 | 2 | 0 | 2 | | 877,05 | 572,02 | 0,00 | 0,68 | 1,37 | 1,80 | 12,4 | 1,00 | 6,0 | 15,2 | 60,86 | 947,49 | 632,88 | 1139,42 | |
| 7компрессорный | 2 | 521,48 | 252,55 | 579,41 | 1593,7 | 0,36 | | ТП-6 | | | | | | | | 400 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | 521,48 | 252,55 | 579,41 | | 0,36 | 1600 | ТМГ | 0,8 | 1,83 | 2 | 0,17 | 2 | 0 | 2 | | 991,19 | 252,55 | 0,00 | 0,72 | 1,45 | 2,75 | 27,0 | 0,50 | 6,0 | 33,8 | 29,18 | 555,30 | 281,73 | 622,68 | |
| 9цех тракторных агрегатов | 2 | 1281,14 | 1088,60 | 1681,18 | 7625,0 | 0,22 | | ТП-7 | | | | | | | | 1250 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | 1281,14 | 1088,60 | 1681,18 | | 0,22 | 1600 | ТМГ | 0,8 | 1,22 | 2 | 0,78 | 2 | 0 | 2 | | 1535,80 | 1088,60 | 0,00 | 0,67 | 1,34 | 1,80 | 112,4 | 1,00 | 6,0 | 105,2 | 92,83 | 1386,40 | 1181,43 | 1821,50 | |
| 10цех тракторных агрегатов2 | 2 | 951,83 | 910,09 | 1316,91 | 7625,0 | | | ТП-8 | | | | | | | | 1000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | 951,83 | 910,09 | 1316,91 | | 0,17 | 1600 | ТМГ | 0,8 | 1,31 | 2 | 0,69 | 2 | | 2 | | 1286,09 | 910,09 | 0,00 | 0,66 | 1,32 | 1,80 | 112,4 | 1,00 | 6,0 | 101,0 | 72,03 | 1052,89 | 982,12 | 1439,84 | |
| 14цех испытания двигателей | 3 | 1892,28 | 1640,93 | 2504,66 | 5156,5 | 0,49 | | ТП-9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 15рмц | 3 | 744,26 | 754,52 | 1059,82 | | | | НРП- 2 | | | | | | | | 2500 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | 2636,54 | 2395,44 | 3564,49 | | 0,49 | 2500 | ТМГ | 0,9 | 0,38 | 1 | 0,62 | 1 | 0 | 2 | | 8605,15 | 2395,44 | 0,00 | 0,71 | 1,42 | 2,75 | 27,0 | 0,50 | 6,0 | 32,9 | 177,27 | 2669,45 | 2572,72 | 3707,40 | |
| 11 цех нагрева- тельный | 1 | 1667,46 | 1429,30 | 2196,20 | 7625,0 | | | ТП-10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12столовая | | 269,53 | 201,00 | 336,22 | | | | НРП- 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 13заводоуправлен ие | | 42,36 | 33,54 | 54,03 | | 0,29 | | НРП- 4 | | | | | | | | 1600 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | 1979,35 | 1663,83 | 2586,46 | | 0,29 | 1250 | ТМГ | 0,7 | 0,56 | 1 | 0,44 | 2 | 0 | 2 | | 1623,51 | 1663,83 | 0,00 | 0,81 | 1,62 | 1,24 | 7,6 | 1,00 | 5,5 | 12,4 | 146,92 | 1991,75 | 1810,75 | 2691,82 | |
| 8термический | | 1887,56 | 1162,70 | 2216,92 | 656,5 | | | Тмг | | | | | | | | 1600 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | 1887,56 | 1162,70 | 2216,92 | | 3,38 | 1250 | ТП-11 | | | | | | | | | 1729,37 | 1162,70 | 0,00 | 0,69 | 1,39 | 1,24 | 7,6 | 0,00 | 5,5 | 9,7 | 84,47 | 1897,34 | 1247,17 | 2270,53 | |
| 16механический | 2 | 1488,75 | 1484,65 | 2102,51 | 4687,5 | | | ТМГ | 0,9 | | | | | | 2 | 1600 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | | | | | | | | | | | | | | | | | 2082,60 | 1484,65 | 0,00 | 0,66 | 1,31 | 1,24 | 7,6 | 0,00 | 5,5 | 9,1 | 75,98 | 1497,79 | 1560,62 | 2163,08 | |
| Итого по 0,4 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 352,1 | 1080,3 | 17014,2 | 14832,4 | 22571,8 | |

4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{P.П}}, \quad (4.1)$$

где l – длина питающей ГПП линии, $l = 5$ км;

$P_{P.П}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт;

n – число линий, питающих ГПП, $n = 2$.

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда по методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия рассчитывается по формуле:

$$P_{P.П} = K_{ОМ} \cdot \left[\sum_{i=1}^m P_{Pi}^{III} + \sum_{i=1}^M k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} + \sum_{i=1}^N P_{Pi}^{IV} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right] + \sum P_{P.ОСВ}, \quad (4.2)$$

где $K_{ОМ}$ – коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{Pi}^{III}$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения третьего уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, $\sum_{i=1}^m P_{Pi}^{III} = 16153,39$ кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{ИАi} \cdot P_{НОМi}$ – суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^N P_{Pi}^{IV}$ – суммарная расчетная активная мощность распределительных устройств напряжением 6-10 кВ, которые питаются от данного узла 5-го уровня;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП, $\sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} = 352,16$ кВт;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 28 |

$\sum P_{P.OCB}$ – суммарная расчетная активная мощность осветительной нагрузки, включая освещение территории, $\sum P_{P.OCB} = 1708,57$ кВт;

Коэффициент одновременности максимумов K_{OM} является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности по предприятию $K_{ИА}$ [3].

Число присоединений $n=m+M=16+8=24$; $K_{ИА} = 0,7$, тогда $K_{OM} = 0,85$.

Таким образом, подставив данные в формулы (4.1) и (4.2), найдем активную нагрузку предприятия и величину рационального напряжения питания ГПП:

$$P_{P.П} = 0,85 \cdot [16153,39 + 7520 + 352,17] + 1708,57 = 22130,29 \text{ кВт},$$

$$U_{РАЦ} = 4,34 \sqrt{5 + 0,016 \cdot 22130,29} = 82,24 \text{ кВ}.$$

В качестве напряжения внешнего напряжения внешнего электроснабжения нужно будет выбрать по технико-экономическому сравнению выбрать между вариантами 35 кВ и 110 кВ

Для выбора силовых трансформаторов ГПП необходимо знать полную расчетную нагрузку предприятия:

$$S_{P.П} = \sqrt{P_{P.П}^2 + (Q_{ЭС1} - \Delta Q_{ТРГПП})^2}, \quad (4.3)$$

где $Q_{ЭС1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;

$\Delta Q_{ТРГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

Экономически целесообразную реактивную мощность на стороне высшего напряжения ГПП найдем по формуле:

$$Q_{ЭС1} = P_{P.П} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (4.4)$$

где для сети 110 кВ $\text{tg}\varphi = 0,31$, для сети 35 кВ $\text{tg}\varphi = 0,27$ [4].

Для расчета полной расчетной мощности предприятия так же нужно учитывать потери реактивной мощности в элементах системы электроснабжения, как внешнего так и внутризаводского. Одной из составляющих этих потерь являются потери на трансформаторах ГПП.

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП определим по следующей формуле:

$$\Delta Q_{ТРГПП} = 0,07 \sqrt{P_{P.П}^2 + Q_{ЭС1}^2}. \quad (4.5)$$

Таким образом в соответствии с формулами (4.3), (4.4) и (4.5) найдем полную расчетную нагрузку предприятия.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 29 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$Q_{ЭС1,110} = 22130,29 \cdot 0,31 = 6860,39 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{ТРГПП110} = 0,07 \sqrt{22130,29^2 + 6860,39^2} = 1621,848 \text{ квар},$$

$$Q_{ЭС1,35} = 22130,29 \cdot 0,27 = 5975,1 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{ТРГПП35} = 0,07 \sqrt{22130,29^2 + 5975,1^2} = 1604,6 \text{ квар},$$

$$S_{Р.П110} = \sqrt{22130,29^2 + (6860,39 - 1621,848)^2} = 22744 \text{ кВА},$$

$$S_{Р.П35} = \sqrt{22130,29^2 + (5975,1 - 1604,6)^2} = 22557,63 \text{ кВА}.$$

Мощность трансформаторов ГПП определим по следующей формуле[3]:

$$S_T \geq \frac{S_{Р.П}}{N_T \cdot K_{з,ДОП}},$$

где $N_T=2$ – число трансформаторов ГПП;

$K_{з,ДОП}=0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования.

$$S_{Т110} = \frac{22744}{2 \cdot 0,7} = 16245,7 \text{ кВА},$$

$$S_{Т110} = \frac{22557,63}{2 \cdot 0,7} = 16153,1 \text{ кВА},$$

Принимаем два трансформатора ТДН-16000/110 и ТДНС-16000/35.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме найдем по следующему выражению:

$$K_{зТ.НОРМ} = \frac{S_{Р.П}}{N_T \cdot S_{Н.Т}}.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме определим в соответствии с выражением:

$$K_{зТ.П/А} = \frac{S_{Р.П}}{(N-1) \cdot S_{Н.Т}},$$

$$K_{зТ.НОРМ110} = \frac{22744}{2 \cdot 16000} = 0,7,$$

$$K_{зТ.П/А110} = \frac{22744}{(2-1) \cdot 16000} = 1,4,$$

$$K_{зТ.НОРМ35} = \frac{22557,63}{2 \cdot 16000} = 0,69,$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 30 |

$$K_{\text{ЗТ.П/А35}} = \frac{22557,63}{(2-1) \cdot 16000} = 1,38.$$

Тип трансформаторов [3] и их каталожные данные представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформаторов ГПП

| Тип трансформатора | U _{НОМ.ВН.} , кВ | U _{НОМ.НН.} , кВ | S _{НТ} , МВА | ΔP _{ХХ} , кВт | ΔP _{КЗ} , кВт | U _{КЗ} , % | I _{ХХ} , % |
|--------------------|------------------------------|------------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|------------------------|------------------------|
| ТДН-16000/110 | 115 | 10,5 | 16 | 18,7 | 73,1 | 10,5 | 0,84 |
| ТДНС-16000/35 | 36,5 | 10,5 | 16 | 14,5 | 70,0 | 7,5 | 0,50 |

Выводы по разделу четыре

Произведен расчет рационального напряжения по формуле Стилла, который показал, что в качестве напряжения внешнего напряжения внешнего электро-снабжения должны будем сравнить 35 кВ и 110 кВ. Был произведен выбор трансформаторов ГПП, а также произведены расчеты коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах работы. В качестве напряжения внешнего напряжения внешнего электроснабжения принимаем 110 кВ.

5 ВЫБОР СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Для технико-экономического сравнения двух вариантов необходимо выполнить предварительные расчеты, которые проведем отдельно для каждого варианта.

Вариант 1 – технико-экономическое сравнение электроснабжения с напряжением сети 110 кВ, вариант 2 - технико-экономическое сравнение электроснабжения с напряжением сети 35 кВ.

5.1 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110

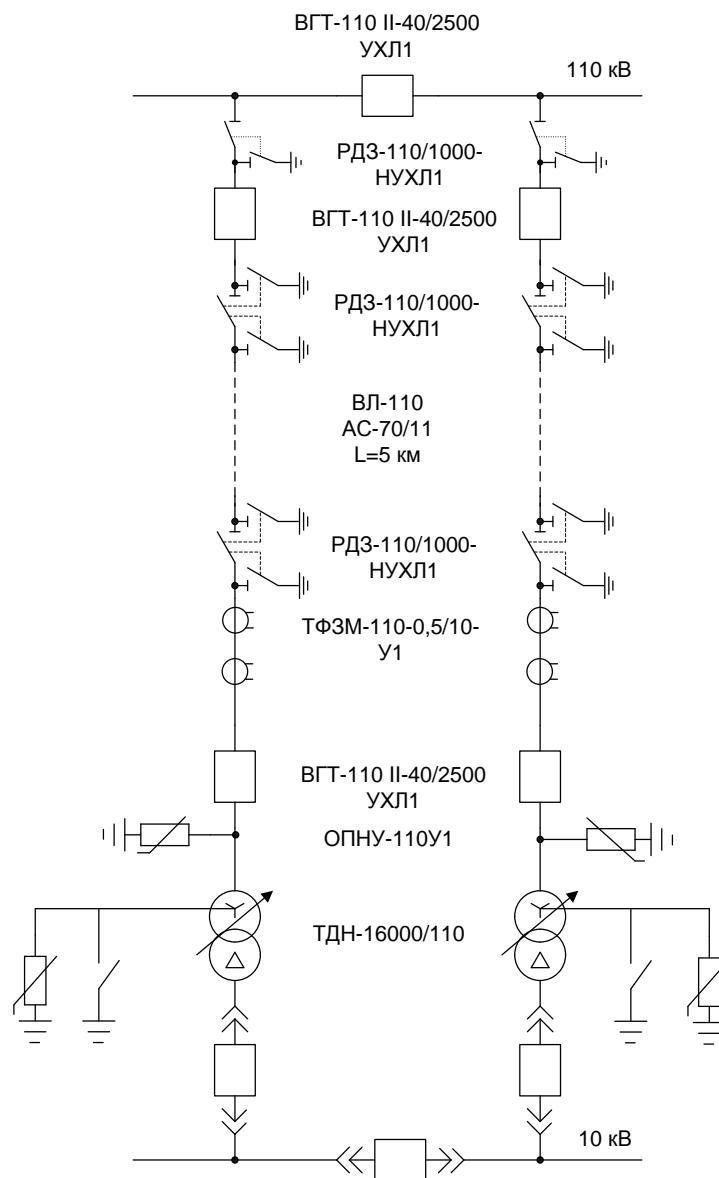


Рисунок 5.1 – Схема внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ

5.1.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Определим потери мощности в силовых трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов ТДН-10000/110: $\Delta P_{xx} = 18,7$ кВт, $\Delta P_{кз} = 73,1$ кВт, $I_{xx} = 0,84\%$, $U_{кз} = 10,5\%$. [11, табл.4.2]

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3H}^2 \cdot \Delta P_{кз}) , \quad (5.1)$$

где $N=2$ – число трансформаторов;

K_{3H} – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{HT} + K_{3H}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{HT} \right) . \quad (5.2)$$

По формулам 5.1 и 5.2:

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= 2 \cdot (18,5 + 0,7^2 \cdot 73,1) = 109,04 \text{ кВт}, \\ \Delta Q_T &= 2 \cdot \left(\frac{0,84}{100} \cdot 16000 + 0,7^2 \cdot \frac{6,5}{100} \cdot 16000 \right) = 1288 \text{ квар}. \end{aligned}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_T = N \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + K_{3H}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau) , \quad (5.3)$$

где N – число трансформаторов на ГПП;

T_T – число часов в году,

τ – годовое число часов максимальных потерь, которое определяется по выражению:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot T_T , \quad (5.4)$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. По [9, табл.2.3] для машиностроительных заводов $T_M = 4355$ ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4355}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2742,2 \text{ ч.}$$

По формуле (5.3):

$$\Delta W_T = 2 \cdot (18,7 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 2742,2 \cdot 73,1) = 524072 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

5.1.2 Расчет линий электропередач от районной подстанции до ГПП предприятия

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузка в начале линии находится по формуле [10, ф.4.38]:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 33 |

$$S_{\text{ПЛ}} = \sqrt{(P_{\text{ПЛ}} + \Delta P_{\text{T}})^2 + Q_{\text{ЭСЛ}}^2}, \quad (5.5)$$

$$S_{\text{ПЛ}} = \sqrt{(22130,29 + 109,04)^2 + 6860,39^2} = 23273,1 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии 110 кВ находится по формуле:

$$I_{\text{ПЛ}} = \frac{S_{\text{ПЛ}}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (5.6)$$

где N- число цепей линии, N=2;

$U_{\text{Н}}$ - номинальное напряжение сети; $U_{\text{Н}} = 110$ кВ.

$$I_{\text{ПЛ}} = \frac{23273,1}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 61,1 \text{ А.}$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{\text{П}} = \frac{K_{\text{ЗП}} \cdot S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3} \cdot (N - 1) \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (5.7)$$

$$I_{\text{П}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 122,2 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно [3, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_{\text{м}} = 4355$ равняется $j_3 = 1,1$ А/мм².

$$F_3 = \frac{I_{\text{ПЛ}}}{j_3}, \quad (5.8)$$

$$F_3 = \frac{60,50}{1,1} = 55 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-70/11. Параметры провода [2]: Длительно допустимый ток $I_{\text{д}} = 265$ А; удельные активное и индуктивное сопротивления $r_0 = 0,422$ Ом/км, $x_0 = 0,444$ Ом/км [2].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ДОП}} = 265 \text{ А} > I_{\text{П/А}} = 121 \text{ А.}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta W_{\text{Л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{ПЛ}}^2 \cdot r_0 \cdot 1 \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (5.9)$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = 2 \cdot (3 \cdot 60,5^2 \cdot 0,442 \cdot 5 \cdot 2742,2) = 129502 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 34 |

5.1.3 Токи КЗ в начале отходящих линий

Рассчитаем токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 5.2

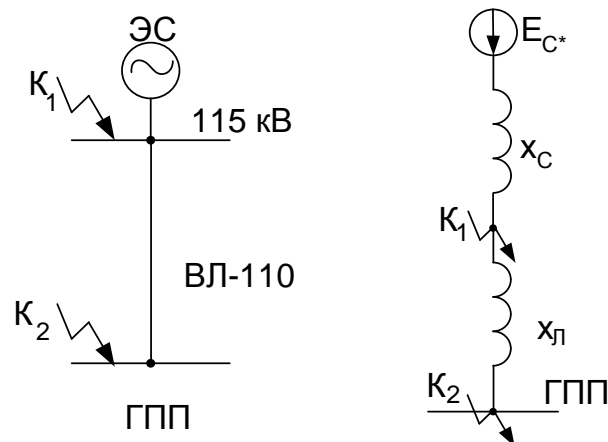


Рисунок 5.2 – Схемы для расчета токов КЗ

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 110 кВ $S_{КЗС}=860$ МВА. Расчет токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных $S_B=2500$ МВА, $U_B=115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах согласно:

$$x_{C*} = \frac{S_B}{S_{КЗС}}, \quad (5.10)$$

$$x_{C*} = \frac{1000}{2500} = 0,4.$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле:

$$x_{Л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (5.11)$$

$$x_{Л*} = \frac{0,422 \cdot 5 \cdot 1000}{115^2} = 0,17.$$

Ток короткого замыкания в точке 1 равен :

$$I_{К1} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{I_B}{x_{C*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (x_{C*} + x_{Т,ЭС*})}, \quad (5.12)$$

где $I_{П01}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

$$I_{К1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,4} = 12,55 \text{ кА.}$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле:

$$I_{K2} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_2}, \quad (5.13)$$

где x_2 суммарное сопротивление, равное $x_2 = x_{л*} + x_{с*} = 0,4 + 0,17 = 0,57$

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,57} = 8,84 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле :

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2}, \quad (5.14)$$

где K_y - ударный коэффициент. Согласно [9, табл 2.45] для точек КЗ 1 и 2 соответственно: $K_{y1} = 1,72$, $K_{y1} = 1,8$.

Для точек К1 и К2:

$$i_{уд(К1)} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 12,55 = 30,53 \text{ кА,}$$

$$i_{уд(К2)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,84 = 22,51 \text{ кА.}$$

5.1.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП

$$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.УТЯЖ}, \quad (5.15)$$

где $I_{РАБ.УТЯЖ}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме,

$$I_{РАБ.УТЯЖ} = I_{П} = 86,23 \text{ А.}$$

Намечаем к установке выключатель типа ВГТ-110-40/2500. Собственное время отключения выключателя $t_{СВ} = 0,035$ с, полное время отключения выключателя $t_{ОВ} = 0,055$ с.

$$i_{А,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_A}}, \quad (5.16)$$

где T_A – постоянная времени затухания апериодической составляющей.

$i_{А,\tau}$ – амплитудное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ .

По [9, табл. 2.45] для точек КЗ 1 и 2:

$$T_{A1} = 0,03 \text{ с; } T_{A2} = 0,05 \text{ с}$$

$$\tau = t_{P3,MIN} + t_{СВ}, \quad (5.17)$$

где $t_{P3,MIN}$ – минимально возможное время срабатывания релейной защиты,

$t_{P3,MIN} = 0,01$ с;

$t_{С.В.}$ – собственное время отключения выключателя, с.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 36 |

τ – время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, с:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$$

Значение аperiodической составляющей по формуле (4.16):

$$i_{A,\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 12,55 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 3,35 \text{ кА},$$

$$i_{A,\tau 2} = \sqrt{2} \cdot 8,84 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 4,60 \text{ кА}.$$

В каталоге на выключатель [12] задается допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_{\text{НОМ}}$

$$\beta_{\text{НОМ}} = \frac{i_{A,\text{НОМ}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}} \cdot 100, \quad (5.18)$$

Из формулы (5.18) можно найти номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ , используемое в выражении (4.18)

$$i_{A,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}}{100}$$

$$i_{A,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,6 \text{ кА}$$

5.1.5 Проверка на термическую стойкость

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}, \quad (5.19)$$

где $I_{\text{ТЕР}}$ – ток термической стойкости выключателя, определяется по каталогу,
 $t_{\text{ТЕР}}$ – длительность протекания тока термической стойкости, определяется по каталогу, с;

$B_{\text{К}}$ – тепловой импульс тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания.

$$B_{\text{К}} = I_{\text{П,0}}^2 \cdot (t_{\text{ОТК}} + T_{\text{А}}), \quad (5.20)$$

где $t_{\text{ОТК}}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с:

$$t_{\text{ОТК}} = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{ОВ}}, \quad (5.21)$$

где $t_{\text{РЗ}}$ – время действия релейной защиты, равное ступени селективности (1,8 для выключателей ГПП и 2,1 для выключателей подстанции энергосистемы).

$t_{\text{ОВ}}$ – полное время отключения выключателя, с.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 37 |

$$t_{\text{откл1}} = 2,1 + 0,055 = 2,155 \text{ с.}$$

$$t_{\text{откл2}} = 1,8 + 0,055 = 1,855 \text{ с.}$$

Тепловой импульс по формуле (5.20)

$$B_{\text{к1}} = 12,55^2 \cdot (2,155 + 0,03) = 344,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_{\text{к2}} = 8,84^2 \cdot (1,855 + 0,05) = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выключатели в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Выбор выключателей и разъединителей в начале отходящих линий

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные аппарата | |
|---|---|---|---|
| | | Выключатель ВГТ-110-40/2500 | Разъединитель РДЗ-110-1000-НУХЛ1 |
| $u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}}$ | $u_{\text{УСТ}}=110 \text{ кВ}$ | $u_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$ | $u_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{УТЯЖ}}$ | $I_{\text{УТЯЖ}}= 102,84 \text{ А}$ | $I_{\text{НОМ}}=2500 \text{ А}$ | $I_{\text{НОМ}}=1600 \text{ А}$ |
| $I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\text{П,τ}}$ | $I_{\text{П,τ}}= 12,55 \text{ кА}$ | $I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}=40 \text{ кА}$ | - |
| $i_{\text{А,НОМ}} \geq i_{\text{А,τ}}$ | $i_{\text{А,τ}}=3,35 \text{ кА}$ | $i_{\text{А,НОМ}}=22,6 \text{ кА}$ | - |
| $I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{П,0}}$ $i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$ | $I_{\text{П,0}}= 12,55 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}}= 30,53 \text{ кА}$ | $I_{\text{ДИН}}=40 \text{ кА}$ $i_{\text{ДИН}}=102 \text{ кА}$ | - - |
| $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$ | $B_{\text{К}}=344,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| Тип привода | ППрК-1800С | ПРГ-2Б УХЛ1 | ПРГ-2Б УХЛ1 |

Таблица 5.2 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные аппарата | |
|---|--|---|---|
| | | Выключатель ВГТ-110-40/2500 | Разъединитель РДЗ-110-1000-НУХЛ1 |
| $u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}}$ | $u_{\text{УСТ}}=110 \text{ кВ}$ | $u_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$ | $u_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{УТЯЖ}}$ | $I_{\text{УТЯЖ}}=102,84 \text{ А}$ | $I_{\text{НОМ}}=2500 \text{ А}$ | $I_{\text{НОМ}}=1600 \text{ А}$ |
| $I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\text{П,τ}}$ | $I_{\text{П,τ}}=8,84 \text{ кА}$ | $I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}=40 \text{ кА}$ | - |
| $i_{\text{А,НОМ}} \geq i_{\text{А,τ}}$ | $i_{\text{А,τ}}=4,60 \text{ кА}$ | $i_{\text{А,НОМ}}=22,6 \text{ кА}$ | - |
| $I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{П,0}}$ $i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$ | $I_{\text{П,0}}=8,84 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}}=22,51 \text{ кА}$ | $I_{\text{ДИН}}=40 \text{ кА}$ $i_{\text{ДИН}}=102 \text{ кА}$ | - - |
| $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$ | $B_{\text{К}}=156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| Тип привода | | ППрК-1800С | ПРГ-2Б УХЛ1 |

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Выбор трансформаторов тока

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные ТФЗМ 110 Б – I У1 |
|-------------------------|--------------------------|-------------------------------------|
| $u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$ | $u_{УСТ}=110$ кВ | $u_{НОМ} = 110$ кВ |
| $I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$ | $I_{УТЯЖ}=102,84$ А | $I_{НОМ} = 300-600$ А |
| $i_{ДИН} \geq i_{УД}$ | $i_{УД}=22,51$ кА | $i_{ДИН} = 63-126$ кА |

Для защиты трансформаторов от перенапряжений в питающей сети устанавливаем ОПН-110У1, в нейтраль силового трансформатора включаем ОПНп-110/88/20/1500 УХЛ1, ЗОН-110М – ПУХЛ1.

Трансформатор напряжения выбираем по напряжению сети.

В данном варианте мы рассматриваем напряжение 110 кВ, поэтому выбираем трансформатор напряжения НАМИ-110-83 - каскадный трансформатор напряжения с фарфоровой крышкой.

5.1.5 Техничко-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

Годовые приведенные затраты находятся по формуле:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3 + Y, \quad (5.22)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента $E_n=0,12$, отчислений на амортизацию E_{Ai} , и расходов на обслуживание E_{oi} :

$$E_i = E_n + E_{Ai} + E_{oi}, \quad (5.23)$$

где коэффициент E_i может быть определен по [1, табл. 2.23].

K_i – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых элементов, определяется по [7,8].

C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии.

Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности.

Сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле [18, 1.6]:

$$K_i = K_{\text{справ}} + K_{\text{дефл}} + K_{\text{НДС}}, \quad (5.24)$$

где $K_{\text{справ}}$ - капитальные затраты на элемент СЭС, приведенные в справочной литературе в базисном уровне цен на 2000 г;

$K_{\text{дефл}}$ - коэффициент дефляции, учитывающие отличие текущих цен от базисного уровня цен;

$K_{\text{НДС}}$ - коэффициент включающий НДС в капитальные затраты на оборудование; $K_{\text{НДС}}=1,18..$

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э}} = (\Delta W_{\text{T}} + \Delta W_{\text{Л}}) \cdot C_0', \quad (5.25)$$

где ΔW_{T} – потери электроэнергии в трансформаторах ГПП, кВт·ч ;

$\Delta W_{\text{Л}}$ – потери электроэнергии в линии, кВт·ч ;

C_0' – удельная стоимость потерь электроэнергии, $C_0'=3,12$ руб/кВт·ч .

Результаты расчета экономических показателей схемы внешнего электроснабжения напряжением 110кВ сведены в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Технико-экономический расчет варианта 1

| Наименование оборудования | Ед. измер | Кол. во | Стоимость единицы, тыс.руб | К, тыс.руб/год | Е | $\sum K_i \cdot E_i$, тыс.руб/год | ΔW , кВт·ч/год | $C_{\text{э}}$, тыс.руб/год |
|---|-----------|---------|----------------------------|----------------|-------|------------------------------------|------------------------|------------------------------|
| 1 Ячейка выключателя ВГТ-110-40/2500 | шт. | 4 | 3400 | 9600 | 0,193 | 1852,8 | - | - |
| 2 Ячейка трансформатора ТДН-16000/110 | шт. | 2 | 12250 | 24500 | 0,193 | 4728,5 | 520568 | 1624,2 |
| 3 ВЛ 110 кВ АС-70/11 | км | 5 | 971 | 4857 | 0,152 | 738,3 | 129502 | 404,0 |
| 4 Разъединитель РДЗ-110-1000-УХЛ1 | шт. | 6 | 42 | 254 | 0,193 | 49,2 | - | - |
| 5 Огран.пере.нейтраль ОПНп110/88/20/1500 УХЛ1 | шт. | 2 | 21 | 42 | 0,193 | 8,1 | - | - |
| 6 Огран.перенапряж ОПН-110/У | шт. | 6 | 20 | 123 | 0,193 | 23,3 | - | - |
| 7 ЗОН-110М – ПУХЛ1 | шт. | 2 | 41 | 82 | 0,193 | 15,8 | - | - |
| ИТОГО | | | - | 39459 | | 7400,2 | 650070 | 2028,2 |

5.2 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 35 кВ

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 5.3.

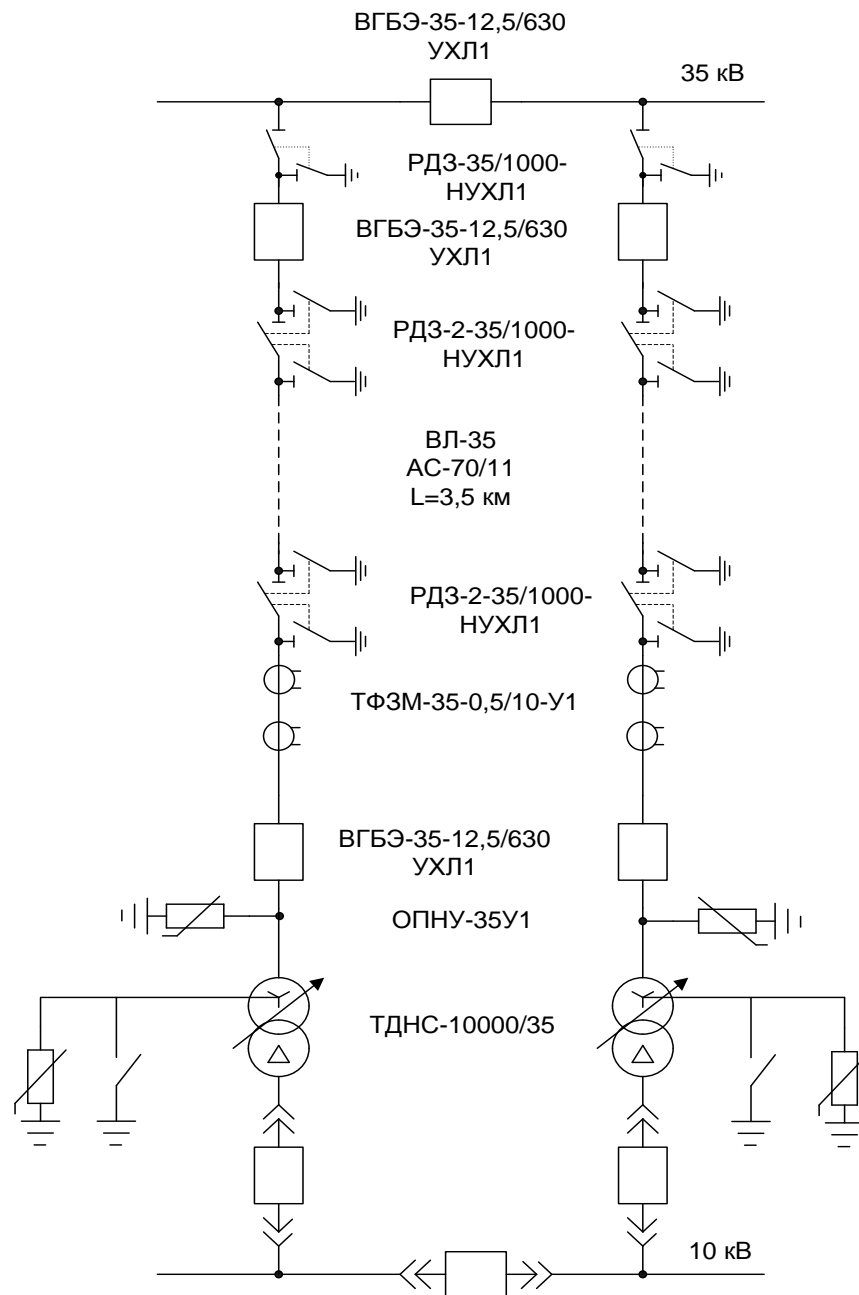


Рисунок 5.3 – Схема внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ

5.2.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Определим потери мощности в силовых трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов ТДНС-16000/35: $\Delta P_{xx} = 14,5$ кВт, $\Delta P_{кз} = 70$ кВт, $I_{xx} = 0,5\%$, $U_k = 7,5\%$. [11, табл.4.2]

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 41 |

Потери мощности в трансформаторах (4.1):

$$\Delta P_T = 2 \cdot (14,5 + 0,69^2 \cdot 70) = 97,60 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,5}{100} \cdot 16000 + 0,69^2 \cdot \frac{7,5}{100} \cdot 16000 \right) = 1336 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле 4.3:

$$\Delta W_T = 2 \cdot (14,5 \cdot 8760 + 0,69^2 \cdot 2742 \cdot 70) = 442157 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

5.2.2 Потери в ЛЭП

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузка в начале линии находится по формуле (4.5):

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(22557,63 + 97,60)^2 + 5975,1^2} = 23017 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии 35 кВ находится по формуле 4.6:

$$I_{\text{рл}} = \frac{23017}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 189,81 \text{ А.}$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле 4.7:

$$I_{\text{п}} = \frac{1,04 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot (2-1) \cdot 35} = 376,07 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно [3, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_m = 4355$ равняется $j_3 = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

$$F_3 = \frac{188,1}{1,1} = 170,94 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-185/12. Параметры провода [2]: Длительно допустимый ток $I_d = 510 \text{ А}$; удельные активное и индуктивное сопротивления $r_0 = 0,162 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,406 \text{ Ом/км}$ [2].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{доп}} = 510 \text{ А} > I_{\text{п}} = 376,07 \text{ А.}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год по 4.9:

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 189,8^2 \cdot 0,406 \cdot 5 \cdot 2742) = 480166 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 42 |

5.1.3 Токи КЗ в начале отходящих линий

Рассчитаем токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 4.2

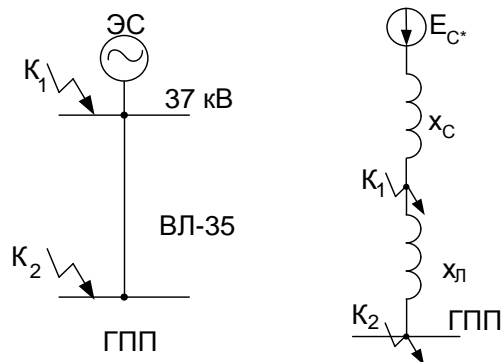


Рисунок 5.2 – Схемы для расчета токов КЗ

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 35 кВ $S_C=1000$ МВА. Расчет токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных $S_B=800$ МВА, $U_B=37$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах согласно 4.10:

$$x_{c*} = \frac{1000}{800} = 1,25.$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле 4.11:

$$x_{л*} = \frac{0,406 \cdot 5 \cdot 1000}{37^2} = 1,52.$$

Ток короткого замыкания в точке 1 равен (4.12):

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,25} = 12,65 \text{ кА.}$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле 4.13:

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 2,77} = 5,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле 4.14 для точек К1 и К2 соответственно:

$$i_{уд(К1)} = \sqrt{2} \cdot 12,65 \cdot 6,33 = 30,78 \text{ кА.}$$

$$i_{уд(К2)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,7 = 14,52 \text{ кА.}$$

5.1.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП

$$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.УТЯЖ} ,$$

где $I_{РАБ.УТЯЖ}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме,

$$I_{РАБ.УТЯЖ} = I_{П} = 268,80 \text{ А.}$$

Намечаем к установке выключатель типа ВГТ-35И*-50/3150У1. Собственное время отключения выключателя $t_{СВ} = 0,035$ с, полное время отключения выключателя $t_{ОВ} = 0,055$ с.

Значение аperiodической составляющей по формуле (5.16):

$$i_{А,τ1} = \sqrt{2} \cdot 12,65 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 3,38 \text{ кА,}$$

$$i_{А,τ1} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 2,97 \text{ кА.}$$

В каталоге на выключатель [12] задается допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_{НОМ}$

Из формулы (5.12) можно найти номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ , используемое в выражении (5.15):

$$i_{А,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 50}{100} = 28,28 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс по формуле (5.20)

$$W_{К1} = 12,65^2 \cdot (2,155 + 0,03) = 346 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

$$W_{К2} = 5,7^2 \cdot (1,855 + 0,05) = 61,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выключатели в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Результаты выбора и проверки выключателей и разъединителей сведены в таблицу 5.4 и 5.5.

Таблица 5.5 – Выбор выключателей и разъединителей в начале отходящих линий

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные аппарата | |
|------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| | | Выключатель ВГБЭ-35-12,5/630У1 | Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1 |
| $u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$ | $u_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$ | $u_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$ | $u_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$ |
| $I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$ | $I_{УТЯЖ} = 320,57 \text{ А}$ | $I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$ | $I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$ |
| $I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,τ}$ | $I_{П,τ} = 12,65 \text{ кА}$ | $I_{НОМ.ОТКЛ.} = 50 \text{ кА}$ | - |
| $i_{А,НОМ} \geq i_{А,τ}$ | $i_{А,τ} = 3,38 \text{ кА}$ | $i_{А,НОМ} = 28,28 \text{ кА}$ | - |

Окончание таблицы 5.5

| | | | |
|---|---|--|---|
| $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п,0}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ | $I_{\text{п,0}}=12,65 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}}=30,78 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}}=50 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}}=127,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 16 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ | $B_{\text{к}}=346 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $= 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| Тип привода | | ПЭМ | ПРГ-3.2УХЛ1 |

Таблица 5.6 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные аппарата | |
|---|---|--|---|
| | | Выключатель ВГБЭ-35-12,5/630У1 | Разъединитель РД3-35/1000 УХЛ1 |
| $u_{\text{ном}} \geq u_{\text{уст}}$ | $u_{\text{уст}}=35 \text{ кВ}$ | $u_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$ | $u_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утяж}}$ | $I_{\text{утяж}}=320,57 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}}=3150 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$ |
| $I_{\text{ном.откл.}} \geq I_{\text{п,т}}$ | $I_{\text{п,т}}=5,7 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном.откл.}}=50 \text{ кА}$ | - |
| $i_{\text{а,ном}} \geq i_{\text{а,т}}$ | $i_{\text{а,т}}=2,97 \text{ кА}$ | $i_{\text{а,ном}}=28,28 \text{ кА}$ | - |
| $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п,0}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ | $I_{\text{п,0}}=5,7 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}}=14,52 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}}=50 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}}=127,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 16 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ | $B_{\text{к}}=61,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $= 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| Тип привода | | ППрК | ПРГ-3.2УХЛ1 |

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Выбор трансформаторов тока

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные ТФЗМ 35 А -У1 |
|---------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| $u_{\text{ном}} \geq u_{\text{уст}}$ | $u_{\text{уст}}=35 \text{ кВ}$ | $u_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утяж}}$ | $I_{\text{утяж}}=320,57 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$ |
| $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ | $i_{\text{уд}}=14,52 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 84 \text{ кА}$ |

Для защиты трансформаторов от перенапряжений в питающей сети устанавливаем ОПН-РК-35/40,5.

Трансформатор напряжения выбираем по напряжению сети. В данном варианте мы рассматриваем напряжение 35 кВ, поэтому выбираем к установке заземляющий трансформатор напряжения ЗНОМ-35 однофазный, с естественным масляным охлаждением.

5.2.5 Техничко-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

По формулам, представленных в пункте 5.1 произведем аналогичный расчет для схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ.

Для напряжения 35 кВ удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 3,61 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$.

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 35кВ в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 - Техничко-экономические показатели варианта 2

| Наименование оборудования | Ед. измер | Кол-во | Стоимость единицы, тыс.руб | К, тыс.руб/год | Е | $\sum K_i \cdot E_i$, тыс.руб/год | ΔW , кВт·ч/год | C_0 , тыс.руб/год |
|--|-----------|--------|----------------------------|----------------|-------|------------------------------------|------------------------|---------------------|
| 1 Ячейка выключателя ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 | шт. | 4 | 1770,0 | 7080,0 | 0,193 | 1366,4 | - | - |
| 2 Ячейка трансформатора ТДНС-16000/35 | шт. | 2 | 9550,0 | 19100,0 | 0,193 | 3686,3 | 442157 | 1596 |
| 3 ВЛ 35 кВ АС-185/29 | км | 5 | 852,4 | 4262 | 0,152 | 647,8 | 480166 | 1733 |
| 4 Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1 | шт. | 6 | 24,42 | 146,4 | 0,193 | 28,3 | - | - |
| 5 Огран. перенапряж. ОПН-РК-35/40,5 | шт. | 2 | 15,34 | 30,7 | 0,193 | 5,9 | - | - |
| 6 ЗОН-110М – ПУХЛ1 | шт. | 2 | 20,00 | 40,0 | 0,193 | 7,7 | - | - |
| ИТОГО | | | | 30659,1 | | 5741,9 | 922323 | 3329 |

Занесли в таблицу 5.9 экономические показатели схем 35 кВ и 110 кВ.

Таблица 5.9 Экономические показатели

| U, кВ | К, тыс.руб/год | $\sum K_i \cdot E_i$, тыс.руб/год | ΔW , кВт·ч/год | C_0 , тыс.руб/год | З, тыс.руб/год |
|-------|----------------|------------------------------------|------------------------|---------------------|----------------|
| 110 | 39459 | 7400,2 | 650070 | 2028,2 | 9428,2 |
| 35 | 30659,1 | 5741,9 | 922323 | 3329 | 9070,9 |

Выводы по разделу 5

В данном разделе было проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов внешнего электроснабжения предприятия с напряжениями 35 и 110 кВ. Были рассчитаны технико-экономические показатели обеих вариантов.

Сопоставим оба варианта на 35 кВ и на 110 кВ ,в нашем случае экономические показатели варианта 110 кВ на 3% выше чем сети на 35 кВ, но согласно ПЭУ, если схема с более высоким напряжением дороже на 3%, то принимаем высокое напряжение. Исходя из этого, к исполнению принимаем вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 47 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

6.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

Согласно “Инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН 174-75” [8] для распределительных сетей следует применять, как правило, напряжение 10 кВ. Принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать требования СН 174-75.

Схема выполняется одноступенчатой, распределение электроэнергии осуществляется по радиальным схемам. Так как имеются потребители второй категории, то предусматривается секционирование во всех звеньях схемы. Применяется глухое присоединение цеховых трансформаторов.

Схема электрическая принципиальная представлена на листе 2 графической части дипломного проекта.

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия.

Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее. В одной траншее допускается прокладка до 6 кабелей. Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте присутствуют блуждающие токи и нет растягивающие усилия, то для прокладки в траншее выбираем кабели марки АПвВ [7]. Кроме того, используется прокладка кабелей в кабельных каналах, и в этом случае также применяем кабели марки АПвВ. При пересечении траншей с дорогами для прокладки кабеля применяется кабельные блоки, а также в некоторых местах асбоцементные трубы.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 48 |

6.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Сечение кабелей напряжением 0,4 кВ определяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки и проверяется по току перегрузки и потери напряжения в послеаварийном режиме.

В качестве примера приведем расчет кабельной линии от ГПП до ТП-3.

Расчетный ток в кабельной линии (КЛ) в нормальном режиме определяется следующим образом:

$$I_{PK} = \frac{S_{PK}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_K}, \quad (6.1)$$

где $n_K = 2$ – число КЛ питающих ТП-3;

S_{PK} – мощность, которая передается от ГПП до ТПЗ, кВА.

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{AB} = 187,52 \text{ А} > I_{AB} = 178,2 \text{ А}.$$

Потеря напряжения в КЛ в послеаварийном режиме равна:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (6.2)$$

где P_P , Q_P – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля в послеаварийном режиме;

r_0 , x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля согласно [7], Ом/км;

l – длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой кабельной линии АПвВ (3×70) $r_0 = 0,443$ Ом/км, $x_0 = 0,086$ Ом/км, $l = 0,1$ км., согласно (6.5):

$$\Delta U = \frac{2346,88 \cdot 0,099 + 2245,27 \cdot 0,1 \cdot 0,086}{10^2 \cdot 1000} \cdot 100\% = 0,31\%.$$

Аналогично по формулам (6.1)-(6.6) рассчитываются остальные кабельные линии, все результаты расчетов представлены в таблице 6.3.

Выводы по разделу шесть

В данном разделе был проведен расчет кабельных линий, питающих ТП, НРП и высоковольтные электроприемники. Кабельные линии выбраны таким образом, чтобы система внутреннего электроснабжения была максимально надежной, но на ее построение ушло минимум затрат.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 49 |

Таблица 6.3 – Кабельные линии

| Конечные пункты КЛ | P _p , кВт | Q _p , квар | S _{p.к.} , кВА | I _{p.к.} , А | F _э , мм ² | F _{т.е.,2} мм ² | Тип и ко- личество кабелей | | Способ проклад- ки | Нагрузка на кабель, А | | I _{доп.} , А | K _{п.} о.е. | K _{т.} о.е. | Γ _{доп.} , А | K _{ав.,} о.е. | Γ _{ав.} , А | L, км | r _о , Ом/к м | x _о , Ом/к м | ΔU, % |
|---------------------------------|----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------------------|--|----------------------------------|---|--------------------------|--------------------------|--------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------------|----------------------|----------|-------------------------------|-------------------------------|----------|
| | | | | | | | | | | норм | п/а | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| ГПП-ТП2 | 924,77 | 760,06 | 1203,76 | 34,75 | 24,82 | 50 | АПвВ | 2 | траншея | 34,75 | 69,50 | 158 | 0,90 | 1,00 | 142,20 | 1,20 | 170,64 | 0,23 | 0,620 | 0,090 | 0,74 |
| ТП1-ТП2 | 506,56 | 334,09 | 606,81 | 17,52 | 12,51 | 50 | АПвВ | 2 | в лотке | 17,52 | 35,03 | 158 | 0,90 | 1,00 | 142,20 | 1,20 | 170,64 | 0,12 | 0,620 | 0,090 | 0,21 |
| ГПП-ТП3 | 2346,88 | 2245,27 | 3247,94 | 93,76 | 66,97 | 70 | АПвВ | 2 | траншея | 93,76 | 187,52 | 165 | 0,90 | 1,00 | 148,50 | 1,20 | 178,20 | 0,10 | 0,443 | 0,086 | 0,31 |
| ГПП-ТП4 | 2162,37 | 1983,70 | 2934,43 | 84,71 | 60,51 | 70 | АПвВ | 2 | траншея | 84,71 | 169,42 | 165 | 0,90 | 1,00 | 148,50 | 1,20 | 178,20 | 0,16 | 0,443 | 0,086 | 0,90 |
| ГПП-ТП5 | 1502,79 | 914,62 | 1762,10 | 50,87 | 36,33 | 50 | АПвВ | 2 | траншея | 50,87 | 101,74 | 158 | 0,80 | 1,00 | 126,40 | 1,20 | 151,68 | 0,16 | 0,620 | 0,090 | 0,81 |
| ТП5-ТП6 | 555,30 | 281,73 | 622,68 | 17,98 | 12,84 | 25 | АПвВ | 2 | траншея | 17,98 | 35,95 | 102 | 0,90 | 1,00 | 91,80 | 1,20 | 110,16 | 0,20 | 1,240 | 0,099 | 0,72 |
| ГПП-ТП7 | 2439,29 | 2163,55 | 3261,34 | 94,15 | 67,25 | 70 | АПвВ | 2 | траншея | 94,15 | 188,29 | 165 | 0,90 | 1,00 | 148,50 | 1,20 | 178,20 | 0,20 | 0,443 | 0,086 | 1,27 |
| ТП7-ТП8 | 1052,89 | 982,12 | 1439,84 | 41,56 | 29,69 | 50 | АПвВ | 2 | траншея | 41,56 | 83,13 | 158 | 0,80 | 1,00 | 126,40 | 1,20 | 151,68 | 0,24 | 0,620 | 0,090 | 0,89 |
| ГПП-ТП9 | 2669,45 | 2572,72 | 3707,40 | 107,02 | 76,45 | 95 | АПвВ | 2 | траншея | 107,02 | 214,05 | 441 | 0,90 | 1,00 | 396,90 | 1,20 | 476,28 | 0,30 | 0,050 | 0,040 | 0,35 |
| ГПП-ТП10 | 1991,75 | 1810,75 | 2691,82 | 77,71 | 55,50 | 70 | АПвВ | 2 | траншея | 77,71 | 155,41 | 165 | 0,75 | 1,00 | 123,75 | 1,20 | 148,50 | 0,50 | 0,443 | 0,086 | 2,60 |
| ГПП-ТП11 | 3395,13 | 2807,79 | 4433,61 | 127,99 | 91,42 | 120 | АПвВ | 2 | траншея | 63,99 | 127,99 | 102 | 0,90 | 1,00 | 91,80 | 1,20 | 110,16 | 0,50 | 0,380 | 0,043 | 1,76 |
| ТП11-ТП12 | 1497,79 | 1560,62 | 2163,08 | 62,44 | 44,60 | 50 | АПвВ | 1 | траншея | 31,22 | 62,44 | 158 | 0,90 | 1,00 | 142,20 | 1,20 | 170,64 | 0,50 | 0,620 | 0,090 | 1,34 |
| ГПП-СД1-4 | 1280,00 | -960,00 | 1600,00 | 92,38 | 65,98 | 50 | АПвВ | 1 | траншея | 92,38 | | 158 | 0,90 | 1,00 | 142,20 | 1,00 | | 0,20 | 0,062 | 0,09 | -0,01 |
| ГПП-ИЧТ1-4 | 600,00 | 360,00 | 699,7142 | 40,40 | 28,86 | 50 | АПвВ | 1 | траншея | 40,40 | | 158 | 0,90 | 1,00 | 142,20 | 1,00 | | 0,20 | 0,062 | 0,09 | 0,14 |
| Кабельные линии 0,4 кВ (ТП-НРП) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ТП3-НРП1 | 744,26 | 754,52 | 1059,82 | 30,59 | | 10 | АПвВ | 2 | траншея | 30,59 | 61,19 | 86 | 0,75 | 1,00 | 64,50 | 1,20 | 77,40 | 0,12 | 2,940 | 0,073 | 1,35 |
| ТП10-НРП2 | 269,53 | 201,00 | 336,22 | 19,41 | | 10 | АПвВ | 2 | траншея | 19,41 | 38,82 | 86 | 0,75 | 1,00 | 64,50 | 1,00 | 64,50 | 0,13 | 2,94 | 0,073 | 1,05 |
| ТП11-НРП 3 | 42,36 | 33,54 | 54,03 | 3,12 | | 10 | АПвВ | 2 | траншея | 3,12 | 6,24 | 86 | 0,75 | 1,00 | 64,50 | 1,00 | 64,50 | 0,20 | 2,94 | 0,073 | 0,25 |
| ТП11-НРП4 | 744,26 | 754,52 | 1059,82 | 30,59 | | 10 | АПвВ | 2 | траншея | 30,59 | 61,19 | 86 | 0,75 | 1,00 | 64,50 | 1,20 | 77,40 | 0,12 | 2,940 | 0,073 | 1,35 |

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится с помощью метода типовых кривых. Достаточно рассмотреть ток трехфазного КЗ в характерных точках СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производится приближенно, допускается, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой точке электрической сети. Так как мощность КЗ энергосистемы в месте присоединения питающей предприятие линии значительно превышает мощность, потребляемую предприятием, то допускается периодическую составляющую тока КЗ от энергосистемы принимать неизменной во времени: $I_K = I_{П0} = I_{Пт}$.

Для расчета токов КЗ составим расчетную электрическую схему (см. рисунок 7.1).

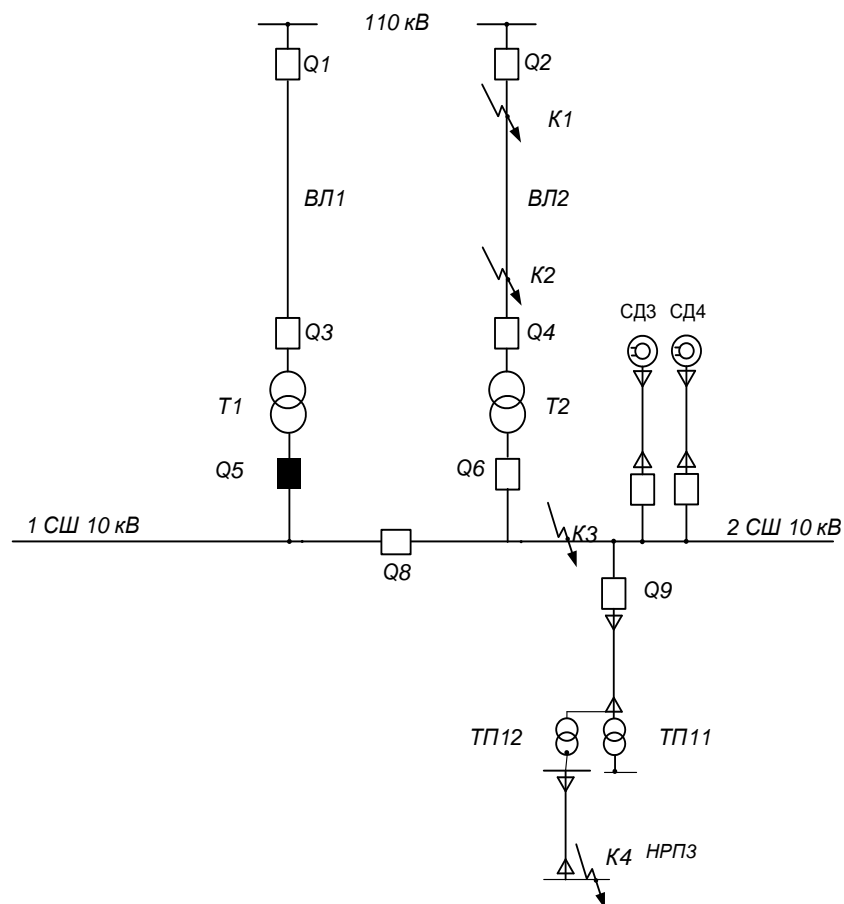


Рисунок 7.1 – Схема СЭС предприятия для расчета токов КЗ

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания рассчитывается режим, при котором воздействие токов КЗ на систему электропитания является наиболее тяжелым.

Это режим, когда один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических мероприятий.

Так же этот режим аварийного ремонта и включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 кВ ГПП, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора.

При определении токов КЗ в точках K_1 , K_2 подпитку от электродвигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 участвуют синхронные двигатели, подключенные ко всем секциям сборных шин. При определении тока КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается обмотка ВН трансформатора, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (см. рисунок 7.1) составляется схема замещения (см. рисунок 7.2).

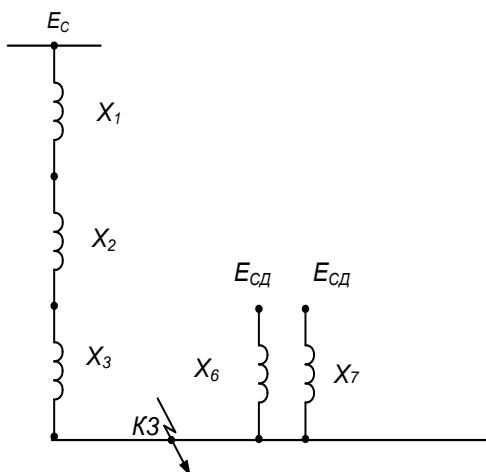


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке 3

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при значении $S_B = 1000$ МВА, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание. Сопротивления системы и ВЛ напряжением 110 кВ уже были определены (см. раздел 5.2.4): $x_1 = x_C = 0,4$, $x_2 = x_{Л} = 0,17$.

Сопротивление трансформатора ГПП определяется по выражениям:

$$x_3 = x_T = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{Н.Т}}$$

Подставив данные из таблицы 4.1 в указанные выше выражения получим:

$$x_3 = x_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 4,7,$$

Сопrotивление кабельных линий, питающих электродвигатели, определяется следующим образом:

$$x_{\text{КЛ}i} = x_{\text{КЛ}0i} \cdot l_{\text{КЛ}i} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{СР}2}^2}, \quad (7.1)$$

где $U_{\text{СР}2} = 10,5$ кВ – среднее напряжение КЛ;

$x_{\text{КЛ}0i}$, $l_{\text{КЛ}i}$ – удельное индуктивное сопротивление и длина КЛ

Таким образом, по формуле (7.1) получаем:

$$x_{\text{КЛ}i} = 0,2 \cdot 0,062 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,0124.$$

Сопrotивление электродвигателей равно:

$$x_{\text{СД}i} = x'' \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{P_{\text{Н}i} / \cos\varphi_i}, \quad (7.2)$$

где x'' – сверхпереходная реактивность;

$P_{\text{Н}i}$ – номинальная мощность i -ого электродвигателя, МВт;

$\cos\varphi_i$ – коэффициент мощности i -ого электродвигателя.

Сверхпереходная реактивность для синхронных двигателей мощностью 1600 кВт равна 0,143.

Таким образом по формуле (7.2) сопротивление электродвигателей равно:

$$x_{\text{СД-1600}} = 0,143 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000/0,9} = 128,7.$$

Найдем суммарное сопротивление СД и питающих их КЛ, для двигателей СДЗ-4 1600кВт, имеющих одинаковую мощность и подключенным к шине 2, равно:

$$x_5 = \frac{\sum_1^2 x_{\text{СД}i} + \sum_1^2 x_{\text{КЛ}i}}{2},$$

$$x_5 = \frac{257,4 + 0,0248}{2} = 128,7.$$

Упростим далее схему

$$x_4 = x_1 + x_2 + x_3,$$

$$x_4 = 0,4 + 0,17 + 4,7 = 5,27.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 61 |

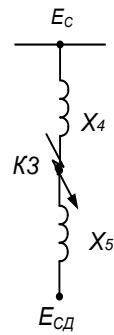


Рисунок 7.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К₃

Определим ток короткого замыкания в точке К₃.

Определим базисный ток по формуле:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP2}},$$

$$I_B = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 54,99 \text{ кА.}$$

Начальные значения сверхпереходного тока для каждой ветви равны:

$$I_C = \frac{E_C}{x_4} I_B,$$

$$I_{сд3} = \frac{E_{сд}}{x_5} I_B,$$

$$I_{сд4} = \frac{E_{сд}}{x_5} I_B.$$

где $E_C=1$, $E_{сд}=1,1$ – ЭДС энергосистемы, ЭДС синхронных двигателей.

$$I_C = \frac{1}{5,27} \cdot 54,99 = 10,43 \text{ кА,}$$

$$I_{сд3} = \frac{1,1}{128,7} \cdot 54,99 = 0,47 \text{ кА,}$$

$$I_{сд4} = \frac{1,1}{128,7} \cdot 54,99 = 0,47 \text{ кА,}$$

Таким образом, начальное значение тока КЗ в точке К₃ равно:

$$I_{кз} = I_C + \sum_1^2 I_{сд},$$

$$I_{кз} = 10,7 + 0,47 + 0,47 = 11,64 \text{ кА.}$$

Периодическую составляющую тока КЗ будем считать неизменной:

$$I_{КЗ} = I_{П0} = I_{Пт} = 11,64 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент для точки КЗ $K_{УЗ} = 1,94$ [1, таблица 2.45].

Ударный ток КЗ в точке K_3 по формуле (5.11) равен:

$$i_{УДЗ} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 11,64 = 31,84 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ в точке K_3 определим по формуле (5.12):

$$S_{КЗ3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 11,64 = 211,44 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_4

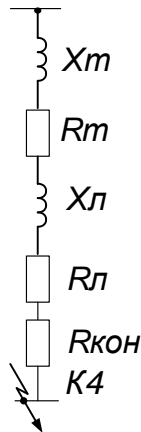


Рисунок 7.5 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке K_4

Суммарное активное сопротивление равно:

$$R_1 = R_{т} + R_{л} + R_{кон}$$

Где сопротивления трансформатора:

$$R_{Т} = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot U_{НН}^2}{S_{Н.Т.}^2}$$

$$X_{Т} = \frac{U_{КЗ} \cdot U_{НН}^2}{100 \cdot S_{Н.Т.}}$$

где $S_{Н.Т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания, кВт;

$U_{КЗ}$ – напряжение короткого замыкания, %.

$$R_{Т} = \frac{27,5 \cdot 10^3 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{(1600 \cdot 10^3)^2} = 0,0018$$

$$X_{Т} = \frac{6 \cdot (0,4 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 2500 \cdot 10^3} = 0,0038$$

Для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $R_K = 0,015 \text{ Ом}$,

$$R_1 = 0,0018 + 0,58 + 0,0038 = 0,59$$

Суммарное индуктивное сопротивление равно:

$$x_1 = x_{л} + x_{m} = 0,015 + 0,0038 = 0,0188$$

Таким образом, суммарное полное сопротивление равно:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{R_1^2 + x_1^2} = \sqrt{0,59^2 + 0,0188^2} = 0,59.$$

Определим токи короткого замыкания.

Периодическая составляющая тока определится как:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{U_{\text{СР.НН}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}$$

Найдя периодическую составляющую, найдем ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПО}}$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,59} = 0,39 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,39 = 1,02 \text{ кА}$$

Мощность КЗ в точке K_4 определим по формуле (5.12):

$$S_{\text{КЗ4}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,39 = 0,27 \text{ МВА.}$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

| Расчетная точка | Напряжение расчетной точки $U_{\text{СР}}$, кВ | Токи, кА | | | Мощность КЗ ступени, МВА |
|-----------------|---|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------------|
| | | $I_{\text{ПО}}$ | $I_{\text{Пт}}$ | $i_{\text{уд}}$ | |
| K_1 | 115 | 12,55 | 12,55 | 30,53 | 2500 |
| K_2 | 115 | 8,84 | 8,84 | 22,51 | 1761 |
| K_3 | 10,5 | 11,64 | 11,64 | 31,84 | 211,4 |
| K_4 | 0,4 | 0,39 | 0,39 | 1,02 | 0,27 |

Выводы по разделу семь

В данном разделе был проведен расчет токов короткого замыкания в четырех точках. Полученные при этом результаты необходимы для дальнейшего выбора аппаратуры схемы внутреннего электроснабжения завода.

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры схемы внешнего электроснабжения был произведен в разделе 5. Осуществим выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения предприятия. 7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

Распределительное устройство (РУ) низшего напряжения (НН) ГПП выполняется комплектным (КРУ), состоящим из шкафов серии КРУ СЭЩ-70-10 для внутренней установки. Шкаф КРУ СЭЩ-70-10 комплектуется вакуумными выключателями типа ВВ/TEL - 10, встроенными разъединителями втычного типа, сборными шинами и трансформаторами тока типа ТОЛ-СЭЩ-10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ [4] представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор ячеек КРУ ГПП

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные КРУ СЭЩ-70-10 |
|------------------------------------|----------------------------------|--|
| $U_C \leq U_H$ | $U_C = 10$ кВ | $U_H = 10$ кВ |
| $I_{РАБ.УТЯЖ} \leq I_H$ | $I_{РАБ.УТЯЖ} = 1233,1$ А | $I_H = 1500$ А |
| $i_{УД} \leq i_{ДИН}$ | $i_{УД} = 31,84$ кА | $i_{ДИН} = 81$ кА |
| $V_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ | $V_K = 679,4$ кА ² ·с | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 2976,75$ кА ² ·с |

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки определим, исходя из максимально допустимой перегрузочной способности силовых трансформаторов ГПП, с учётом расщепления обмоток:

$$I_{РАБ.УТЯЖ} = \frac{k_{П/А} \cdot S_{Т.Н.Р.О}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$
$$I_{РАБ.УТЯЖ} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1233,1 \text{ А.}$$

Максимальный ударный ток на трансформаторе ГПП для точки К₃ равен $i_{УД} = 31,84$ кА.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формулам (3.34)-(3.36).

$$V_K = 31,84^2 \cdot (1,24 + 0,12) = 679,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

где $T_A = 0,12$ согласно [1, таблица 2.45];

$$t_{ОТК} = 0,01 + 0,03 + 1,2 = 1,24 \text{ с;}$$

$t_{РЗ} = 0,01$ с – выдержка времени срабатывания релейной защиты;

$t_{ОВ} = 0,03$ с – полное время отключения выключателя типа ВВ/TEL – 10;

$\Delta t = 1,2$ с – ступень селективности МТЗ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 65 |

8.2 Выбор выключателей КРУ

Выключатели выбираются согласно методики изложенной в разделе 4.3.

Вводной и секционный выключатели ГПП принимаются одного типа.

В ячейках КРУ типа СЭЩ-70-10 устанавливаются вакуумные выключатели ВВ/TEL – 10 ISM15_Shell_2 с собственным временем отключения $t_{CB} = 0,02$ с и полным временем отключения $t_{OB} = 0,03$ с.

Результаты выбора выключателей КРУ напряжением 10 кВ представлены в таблицах 8.2 и 8.3.

Таблица 8.2 – Выбор вводного и секционного выключателей ГПП

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные выключателя типа ВВ/TEL – 10 ISM15_Shell_2 |
|------------------------------------|-----------------------------------|--|
| $U_C \leq U_H$ | $U_C = 10$ кВ | $U_H = 10$ кВ |
| $I_{РАБ,УТЯЖ} \leq I_H$ | $I_{РАБ,УТЯЖ} = 1233,1$ А | $I_H = 1500$ А |
| $I_{Пг} \leq I_{НОМ.ОТКЛ}$ | $I_{Пг} = 11,64$ кА | $I_{НОМ.ОТКЛ} = 31,5$ кА |
| $I_{П0} \leq I_{ДИН}$ | $I_{П0} = 11,64$ кА | $I_{ДИН} = 31,5$ кА |
| $i_{уд} \leq i_{ДИН}$ | $i_{уд} = 31,84$ кА | $i_{ДИН} = 81$ кА |
| $V_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ | $V_K = 50,27$ кА ² · с | $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 2976,75$ кА ² · с |

Таблица 8.3 – Выбор выключателей и ТТ схемы внутреннего электроснабжения

| Кабельные линии | U_H , кВ | I_p , А | $I_{утяж}$, А | $I_{П0}$, кА | I_y , кА | Тип выключателя | Тип ТТ |
|-----------------|------------|-----------|----------------|---------------|------------|-----------------|----------------|
| ГПП-ТП1 | 10 | 34,75 | 69,50 | 11,64 | 31,84 | ВВ/TEL - 10 | ТОЛ-СЭЩ-10-100 |
| ГПП-ТП3 | 10 | 93,76 | 187,52 | 11,64 | 31,84 | ВВ/TEL - 10 | ТОЛ-СЭЩ-10-200 |
| ГПП-ТП4 | 10 | 84,71 | 187,52 | 11,64 | 31,84 | ВВ/TEL - 10 | ТОЛ-СЭЩ-10-200 |
| ГПП-ТП5 | 10 | 84,71 | 169,42 | 11,64 | 31,84 | ВВ/TEL - 10 | ТОЛ-СЭЩ-10-200 |
| ГПП-ТП7 | 10 | 94,15 | 188,29 | 11,64 | 31,84 | ВВ/TEL - 10 | ТОЛ-СЭЩ-10-200 |
| ГПП-ТП9 | 10 | 107,02 | 214,05 | 11,64 | 31,84 | ВВ/TEL - 10 | ТОЛ-СЭЩ-10-300 |
| ГПП-ТП10 | 10 | 77,71 | 155,41 | 11,64 | 31,84 | ВВ/TEL - 10 | ТОЛ-СЭЩ-10-200 |
| ГПП-ТП11 | 10 | 63,99 | 127,99 | 11,64 | 31,84 | ВВ/TEL - 10 | ТОЛ-СЭЩ-10-200 |
| ГПП-Ц2(ВВСД) | 10 | 93,38 | - | 11,64 | 31,84 | ВВ/TEL - 10 | ТОЛ-СЭЩ-10-100 |
| ГПП-Ц2(ВВИП) | 10 | 40,40 | - | 11,64 | 31,84 | ВВ/TEL - 10 | ТОЛ-СЭЩ-10-50 |

8.3 Выбор ТТ в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа СЭЩ-70-10 устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-10. Выбор ТТ схемы внутреннего электроснабжения представлен в таблице 8.3.

В качестве примера рассмотрим выбор ТТ, установленного в ячейке вводного выключателя. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ТТ указаны в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Выбор ТТ в ячейке вводного выключателя ГПП

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные ТТ ТОЛ-СЭЩ-10-1500-0,5/10Р-1УЗ, ТЗ |
|--|---|--|
| $U_C \leq U_H$ | $U_C = 10 \text{ кВ}$ | $U_H = 10 \text{ кВкВ}$ |
| $I_{\text{РАБ.УТЯЖ}} \leq I_H$ | $I_{\text{РАБ.УТЯЖ}} = 1233,1 \text{ А}$ | $I_H = 1500 \text{ А}$ |
| $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$ | $i_{\text{уд}} = 31,84 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$ |
| $V_K \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$ | $V_K = 679,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (см. рисунок 8.1). Перечень измерительных приборов в цепи понижающего трансформатора на стороне НН определяется согласно [6, таблица 4.11].

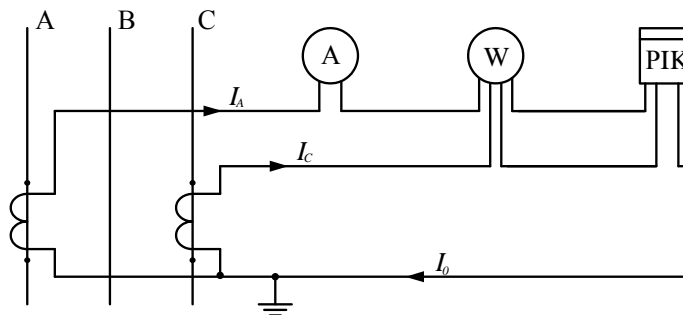


Рисунок 8.1 – Схема включения ТТ и приборов

Согласно рисунка 8.1 определяем нагрузку по фазам для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 8.10 – Нагрузка трансформаторов тока

| Прибор | Тип Прибора | Количество приборов | Нагрузка фазы, ВА | | |
|---------------------------------------|-------------|---------------------|-------------------|---|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Э-365 | 1 | 0,5 | - | - |
| Ваттметр | Д-335 | 1 | 1,5 | - | 1,5 |
| Счетчик активной и реактивной энергии | САЗУ-И670 | 1 | 1 | - | 1 |
| Итого | | 3 | 3 | - | 2,5 |

Из таблицы 8.5 видно, что наиболее загруженным является трансформатор тока фазы А. Мощность, потребляемая приборами в этой фазе, равна: $S_{\text{ПРИБ}} = 10$ ВА.

Определим сопротивление приборов по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2},$$

где $I_{2Н} = 5$ А – вторичный номинальный ток ТТ.

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

Сопротивление контактов принимаем равным $r_k = 0,07$ Ом, так как число приборов равно трем.

Номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности равна: $z_{2Н} = 0,4$ Ом.

Таким образом, определяем допустимое значение $r_{\text{ПР}}$ по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = z_{2Н} - r_{\text{ПРИБ}} - r_k,$$
$$r_{\text{ПР}} = 0,4 - 0,12 - 0,07 = 0,21 \text{ Ом.}$$

В цепях 10 кВ длину от трансформаторов тока до приборов в один конец можно принять равной: $l = 10$ м. Определим сечение проводов по формуле:

$$q \geq \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}},$$

где $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м – удельное сопротивление материала провода.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,21} = 1,35 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, учитывая полученное сечение, по условиям механической прочности в качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель марки АКВВГ с жилами сечением 4 мм².

8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам:

1. по номинальному напряжению: $U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{Н}}$,
2. по классу точности,
3. по конструкции и схеме соединения обмоток,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 68 |

4. по вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{2Н}$.

Для определения вторичной нагрузки $S_{2\Sigma}$ и желаемого класса точности составляют схему включения приборов и определяют активные и реактивные мощности, потребляемые этими приборами.

При напряжении 10 кВ намечаем к установке три однофазных трансформатора напряжения типа НАМИ-10-95УХЛ2, работающим в классе точности 0,5.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник» (см. рисунок 8.2), при этом используется три трансформатора напряжения.

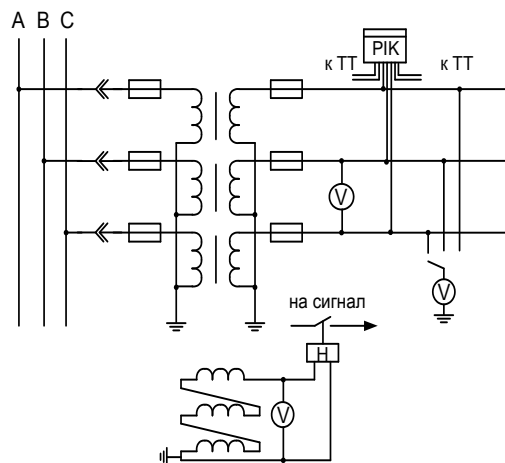


Рисунок 8.2 – Схема соединения трансформаторов напряжения и приборов

Перечень приборов, включаемых во вторичную обмотку трансформатора напряжения, приведен в таблице 8.11.

Таблица 8.11 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

| Приборы | Тип | S одной обмотки ВА | Число обмоток | Cosφ | sinφ | Число приборов | Общая потребляемая мощность | | |
|---------------------------------------|---------------------------|--------------------|---------------|------|------|----------------|-----------------------------|-------|-------|
| | | | | | | | P, Вт | Q, ВА | |
| Вольтметр | СШ | Э-335 | 2 | 1 | 0 | 2 | 4 | | |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Ввод 10 кВ трансформатора | ЦЭ 2727 | 6 | 2 | 0,38 | 0,9 | 1 | 4,56 | 11,1 |
| Ваттметр | | Д-345 | 1,5 | 2 | 1,00 | 0 | 1 | 3 | |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Линии 10 кВ | ЦЭ 2727 | 6 | 2 | 0,38 | 0,9 | 10 | 45,60 | 111,0 |
| ИТОГО | | | | | | | | 57,16 | 122,1 |

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения определяется по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{57,16^2 + 122,10^2} = 134,82 \text{ ВА.}$$

Мощность трех трансформаторов НАМИ-10-95 УХЛ1 равна:

$$S_{2Н} = 3 \cdot 95 = 285 \text{ ВА.}$$

То есть получили, что $S_{2\Sigma} = 134,82 < S_{2Н} = 285$. Следовательно, выбранный трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5. Для соединения трансформаторов напряжения с приборами по условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКВВГ с сечением жил 4 мм².

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10У3 и втычной разъединитель.

На стороне ВН при напряжении 110 кВ, учитывая предъявляемые требования, принимаем к установке трансформаторы напряжения типа НКФ-110-58/У1 в количестве трех штук. Номинальная мощность одного такого трансформатора равна: $S_{2Н} = 400 \text{ ВА}$ в классе точности 0,5.

8.5 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с КРУ

Соединение силового трансформатора ГПП с КРУ выполним комплектным токопроводом.

Комплектные токопроводы выбираются по следующим параметрам:

1. по номинальному напряжению: $U_{УСТ} \leq U_{Н}$;
2. по максимальному рабочему току: $I_{УТЯЖ} \leq I_{Н}$;
3. по электродинамической стойкости: $i_{УД} \leq i_{ДИН}$.

Принимаем к установке комплектный токопровод типа ТЗК-10-1000-51УХЛ1 [4]. Все расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 8.12.

Таблица 8.12 – Выбор комплектного токопровода

| Мощность расщепленных обмоток трансформатора ГПП, МВА | I _p , А | I _{УТЯЖ} , А | i _{уд} , Ка | Параметры токопровода | | | |
|---|--------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|
| | | | | Тип | U _{НОМ} , кВ | I _{НОМ} , А | i _{дин} , кА |
| 12,5 | 687,32 | 962,25 | 26,66 | ТЗК-10-1000-51УХЛ1 | 10 | 1000 | 128 |

8.6 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 8.13.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 70 |

Термически стойкое сечение для КЛ найдем по следующей формуле:

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

Таблица 8.13 – Проверка кабелей на термическую стойкость

| Начало и конец КЛ | I_K , кА | t_{P3} , с | t_{OB} , с | Δt , С | T_A , С | B_K , кА ² ·с | C | F_{TC} , мм ² |
|-------------------|------------|--------------|--------------|----------------|-----------|----------------------------|----|----------------------------|
| ГПП-ТП | 31,84 | 0,01 | 0,03 | 0,6 | 0,14 | 649,4 | 94 | 75 |
| ГПП-СД, ИП | 31,84 | 0,01 | 0,03 | 0,1 | 0,14 | 67,00 | 94 | 37 |

В таблице 8.13 обозначено:

t_{P3} – время срабатывания релейной защиты, с;

t_{OB} – полное время отключения выключателя, с;

Δt – степень селективности МТЗ, с;

T_A – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с;

C – коэффициент согласно [1, таблица 2.72], зависящий от вида металла жил кабеля, $A \cdot c^{0.5} / \text{мм}^2$;

B_K – тепловой импульс тока КЗ;

F_{TC} – термически стойкое сечение для КЛ.

Таблица 8.14 – Термически устойчивые сечения кабелей

| Начало и конец кабельной линии | Прежняя площадь сечения кабеля, мм ² | Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ² | Тип и площадь сечения нового кабеля |
|--------------------------------|---|--|-------------------------------------|
| ГПП-ТП1 | 50 | 75 | АПВВ – 3х95 |
| ТП6-ТП2 | 50 | 75 | АПВВ – 3х95 |
| ГПП-ТП3 | 70 | 75 | АПВВ – 3х95 |
| ГПП-ТП4 | 70 | 75 | АПВВ – 3х95 |
| ГПП-ТП5 | 50 | 75 | АПВВ – 3х95 |
| ТП5-ТП6 | 25 | 75 | АПВВ – 3х95 |
| ГПП-ТП7 | 70 | 75 | АПВВ – 3х95 |
| ТП7-ТП8 | 50 | 75 | АПВВ – 3х185 |
| ГПП-ТП9 | 95 | 75 | АПВВ – 3х95 |
| ГПП-ТП10 | 70 | 75 | АПВВ – 3х95 |
| ГПП-ТП11 | 120 | 75 | АПВВ – 3х120 |
| ТП11-ТП12 | 50 | 75 | АПВВ – 3х95 |
| ГПП- Ц2(ВВСД) | 50 | 37 | АПВВ – 3х50 |
| ГПП- Ц2(ВВИП) | 50 | 37 | АПВВ – 3х50 |

Для обеспечения сигнализации однофазных замыканий на землю в электрических сетях 10 кВ предприятия в начале питающих кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-10УЗ.

8.7 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторных подстанциях 35–750 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд. Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. При учебном проектировании допустимо принимать мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,5% от мощности силового трансформатора.

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,1\%}{100\%} \cdot S_{\text{ТН}}^{\text{ГПП}},$$

$$S_{\text{ТСН}} = 0,001 \cdot 16000 = 16 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем к установке трансформатор собственных нужд типа ТМ – 16/10.

Трансформаторы собственных нужд подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-10-31,5 УЗ.

8.8 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей распределительных устройств низшего напряжения цеховых ТП и вводных аппаратов НРП

В качестве цеховых ТП принимаем комплектные трансформаторные подстанции типов КТП-400/10/0,4-90У1, КТП-630/10/0,4-84У1, КТП-1000/10/0,4-84У1.

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей (АВ) на стороне НН цеховых ТП и вводных аппаратов НРП приведен в таблице 8.15. Выбор АВ осуществлен по каталогам [7], [8].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 72 |

Таблица 8.15 – Выбор вводных и секционных АВ

| № ТП, НРП | Место установки выключателя | I_p , А | $I_{утяж}$, А | I_k , кА | Тип выключателя | Тип НРП |
|-----------|-----------------------------|-----------|----------------|------------|-----------------|--------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| ТП1 | Вводной | 5215,7 | 5317,7 | 6,08 | Masterpact NW63 | - |
| | Секционный | - | 3722,4 | 6,08 | Masterpact NW40 | - |
| ТП2 | Вводной | 2254,5 | 3403,3 | 6,08 | Masterpact NW40 | - |
| | Секционный | - | 2382,3 | 6,08 | Masterpact NW25 | - |
| ТП3 | Вводной | 2254,5 | 3403,3 | 6,08 | Masterpact NW40 | - |
| | Секционный | - | 2382,3 | 6,08 | Masterpact NW25 | - |
| ТП4 | Вводной | 1514,4 | 4254 | 6,08 | Masterpact NW50 | - |
| | Секционный | - | 2977,9 | 6,08 | Masterpact NW32 | - |
| ТП5 | Вводной | 1090 | 3403,3 | 6,08 | Masterpact NW40 | - |
| | Секционный | - | 2382,3 | 6,08 | Masterpact NW25 | - |
| ТП6 | Вводной | 905,71 | 1701 | 6,08 | Masterpact NW20 | - |
| | Секционный | - | 1191 | 6,08 | Masterpact NW16 | - |
| ТП7 | Вводной | 542,4 | 1340 | 6,08 | Masterpact NW16 | - |
| | Секционный | - | 938 | 6,08 | Masterpact NW10 | - |
| ТП8 | Вводной | 911 | 1340 | 6,08 | Compact NS1600 | - |
| | Секционный | - | 938 | 6,08 | Compact NS1000 | - |
| ТП9 | Вводной | 613,57 | 850,8 | 6,08 | Compact NS1000 | - |
| | Секционный | - | 595,6 | 6,08 | Compact NS630 | - |
| ТП10 | Вводной | 1172,13 | 1215 | 6,08 | Compact NS1600 | - |
| | Секционный | - | - | 6,08 | - | - |
| ТП11 | Вводной | 1788,5 | 3403,3 | 6,08 | Masterpact NW40 | - |
| | Секционный | - | 2382,3 | 6,08 | Masterpact NW25 | - |
| НРП1 | вводной | 249 | - | 6,08 | Compact NS400 | ЩО70-3М-07У3 |
| НРП2 | вводной | 196 | - | 6,08 | Compact NS250 | ЩО70-3М-07У3 |
| НРП3 | вводной | 170,14 | - | 6,08 | Compact NS250 | ЩО70-3М-07У3 |

Выводы по разделу восемь

В данном разделе был произведен выбор электрооборудование системы электроснабжения предприятия. Произведена проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость. Также были выбраны вводные и секционные автоматические выключатели РУНН КТП и вводные аппараты НРП.

9 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На заводе отсутствуют специфические электроприемники, оказывающие влияние на качество напряжения в узлах СЭС, поэтому в расчете показателей качества нет необходимости.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 74 |

10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Распределительное устройство напряжением 6 кВ ГПП имеет четыре секции сборных шин, расчет будем вести для одной секции.

На рисунке 10.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

В таблице 10.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

Таблица 10.1 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

| Трансформаторная подстанция | $S_{н\tau i}$, кВА | Q_{li} , квар | $\Delta Q_{\tau i}$, квар | $R_{\tau i}$, Ом | $R_{ли}$, Ом |
|-----------------------------|---------------------|-----------------|----------------------------|-------------------|---------------|
| ТП1 | 400 | 4732,92 | 204,29 | 0,64 | 0,088 |
| ТП2 | 630 | 3390,5 | 307,70 | 0,43 | 0,276 |
| ТП3 | 2500 | 975,13 | 116,97 | 1,08 | 0,662 |
| ТП4 | 2500 | 1405,11 | 164,73 | 0,79 | 0,441 |
| ТП5 | 800 | 1176,50 | 120,32 | 1,08 | 0,221 |
| ТП6 | 2500 | 4047,19 | 282,55 | 0,43 | 0,057 |
| ТП7 | 1250 | 1739,47 | 156,77 | 0,79 | 0,038 |
| ТП8 | 1000 | 1435,53 | 157,50 | 0,79 | 0,331 |
| ТП9 | 2500 | 537,00 | 86,48 | 0,79 | 0,027 |
| ТП10 | 1600 | 2305,47 | 204,29 | 0,64 | 0,669 |
| ТП11 | 1600 | 465,95 | 77,05 | 1,91 | 1,579 |
| ТП12 | 1600 | 2305,47 | 204,29 | 0,64 | 0,669 |
| Итого | | 22210,77 | 1878,65 | | |

В таблице обозначено:

$S_{н\tau i}$ – номинальная мощность трансформатора i -й ТП;

Q_{li} и $\Delta Q_{\tau i}$ – реактивная нагрузка на трансформаторы i -й ТП и потери реактивной мощности в них;

$R_{\tau i}$ – активное сопротивление трансформаторов i -й ТП;

$R_{ли}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 6 кВ, определяются по формуле:

$$R_{\tau i} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_n^2}{S_{н\tau i}^2}, \quad (10.1)$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{ли} = r_{0,ли} \cdot l_i, \quad (10.2)$$

где $r_{0,ли}$ – удельное сопротивление i -й линии, Ом/км, [5];
 l_i – длина i -й линии, км.

Также в составе электроприемников имеется четыре синхронных двигателя. Номинальные параметры синхронных электродвигателей представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Номинальные параметры электродвигателей

| Обозначение в схеме | Тип двигателя | U_N , кВ | $P_{СД,нi}$, кВт | $Q_{СД,нi}$, квар | N_i , шт. | n_i , об/мин | D_{1i} , кВт | D_{2i} , кВт |
|---------------------|---------------|------------|-------------------|--------------------|-------------|----------------|----------------|----------------|
| СД1,СД2 | СДТ | 10 | 400 | -255 | 2 | 3000 | 3,21 | 3,03 |

Располагаемая реактивная мощность СД равна:

$$Q_{СД,Мi} = \alpha_{Mi} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{СД,нi}^2 + Q_{СД,нi}^2}, \quad (10.3)$$

где α_{Mi} – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{СДi}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos\varphi_{нi}$.

Примем, что все СД имеют $\beta_{СД} = 0,9$, тогда $\alpha_M = 0,47$ [6]. Таким образом подставив данные в выражение (10.3) получим:

$$Q_{СД1,М} = 0,47 \cdot 2 \cdot \sqrt{400^2 + (-255)^2} = 0,446 \text{ Мвар.}$$

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности определяется следующим образом:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau), \quad (10.4)$$

где $\delta = 1,03$ – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности.

$$C_0 = 1,03 \cdot (1573,36 \cdot 0,93 + 1,362 \cdot 3411) = 6292,3 \text{ руб/кВт.}$$

Определим затраты на генерацию реактивной мощности:

- для низковольтных БК (0,4 кВ) по формуле:

$$Z_{ИГ,КНi} = E \cdot K_{БКН} + C_0 \cdot \Delta P_{БКН}, \quad (10.5)$$

где $E = 0,223$ – нормативные отчисления от стоимости;

$K_{БКН} = 360000$ руб/Мвар – удельная стоимость низковольтных БК;

$\Delta P_{БКН} = 4$ кВт/Мвар – удельные потери в конденсаторах.

$$Z_{ИГ,КНi} = 0,223 \cdot 360000 + 6292,3 \cdot 4 = 105449,11 \text{ руб/Мвар;}$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 76 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | | | | |

- для высоковольтных БК (10 кВ) по формуле:

$$Z_{1Г.КВi} = Z_{10} = E \cdot K_{БКВ} + C_0 \cdot \Delta P_{БКВ}, \quad (10.6)$$

$$Z_{1Г.КВi} = Z_{10} = 0,223 \cdot 180000 + 6292,3 \cdot 2 = 52724,6 \text{ руб./Мвар};$$

- для синхронных двигателей по формулам:

$$Z_{1Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{СД.Нi}}, \quad (10.7)$$

$$Z_{2Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{СД.Нi}^2}. \quad (10.8)$$

Таблица 10.3 – Расчет затрат для СД

| Обозначение СД на схеме | $Q_{СД.Мi}$, Мвар | $Z_{1Г.СДi}$, руб./Мвар | $Z_{2Г.СДi}$, руб./Мвар ² | $R_{Э.СДi}$, Ом | $Q_{СДi}$, Мвар |
|-------------------------|--------------------|--------------------------|---------------------------------------|------------------|------------------|
| СД1 СД2 | 0,446 | 43345 | 95847,8 | 1,18 | -0,04 |

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям (см. рисунок 10.2), эквивалентное сопротивление равно:

$$R_{Эi} = r_i = R_{Лi} + R_{Тi}.$$

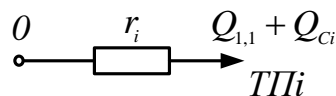


Рисунок 10.2 – Схема замещения радиальной линии

Для двух ТП, питающихся по магистральным линиям, эквивалентные сопротивления равны:

$$\frac{1}{R_{Тi}} = \frac{1}{r_{1i}} + \frac{1}{r_{12i} + r_{2i}},$$

$$R_{Э1i} = \left(1 + \frac{r_{01i}}{R_{Тi}}\right) \cdot r_{1i}.$$

$$R_{Э2i} = \left(1 + \frac{r_{01i}}{R_{Тi}}\right) \cdot (r_{12i} + r_{2i}).$$

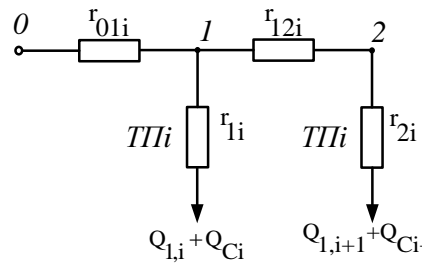


Рисунок 10.3 – схема замещения магистральной линии

Все расчеты представлены в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Расчет мощностей БК

| Место установки БК | R _{Эi} , Ом | Q _{Сi} , Мвар | | Q _{Кi} , квар | Q _{Кi} +Q _{Сi} , квар | Тип принятой стандартной БК | Q _{Стi} , квар |
|--------------------|----------------------|------------------------|----------|------------------------|---|-----------------------------|-------------------------|
| | | Расчетное | Принятое | | | | |
| ТП1 | 0,62 | 0,03 | 0,03 | 0,00 | 251,75 | КРМ-0,4-333-33 У3-У1 | 333 |
| ТП2 | 1,05 | 0,03 | 0,03 | 0,00 | 536,26 | КРМ-0,4-600-50 У3-У1 | 600 |
| ТП3 | 0,50 | -0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | |
| ТП4 | 1,18 | 0,45 | 0,45 | 0,00 | 452,04 | КРМ-0,4-500-50 У3-У1 | 500 |
| ТП5 | 0,68 | 0,02 | 0,02 | 0,00 | 21,02 | КРМ-0,4-54-3,6 У3-У1 | 54 |
| ТП6 | 1,60 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | |
| ТП7 | 0,71 | 0,13 | 0,13 | 0,00 | 131,11 | КРМ-0,4-160-10 У3-У1 | 160 |
| ТП8 | 0,76 | 0,27 | 0,27 | 0,00 | 268,03 | КРМ-0,4-54-3,6 У3-У1 | 54 |
| ТП9 | 1,20 | 0,48 | 0,48 | 0,00 | 475,53 | КРМ-0,4-500-50 У3-У1 | 500 |
| ТП10 | 0,50 | 0,12 | 0,12 | 0,00 | 123,42 | КРМ-0,4-160-10 У3-У1 | 160 |
| ТП11 | 1,45 | 0,57 | 0,57 | 0,00 | 573,89 | КРМ-0,4-600-50 У3-У1 | 600 |
| ТП12 | 0,50 | 0,12 | 0,12 | 0,00 | 123,42 | КРМ-0,4-160-10 У3-У1 | 160 |
| ИТОГО | - | - | 3,798 | 191,84 | 3989,78 | - | 3615 |

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = \mathcal{Z}_{10}$):

$$Q_{Ci} = Q_{Ti} + \Delta Q_{Ti} + \frac{\mathcal{Z}_{10} - \mathcal{Z}_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Эi}} = Q_{Ti} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{Эi}}, \quad (10.9)$$

где $a=10\text{кВ}^{-2}$.

$$Z = \frac{\mathcal{Z}_{10} - \mathcal{Z}_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}, \quad (10.10)$$

$$Z = \frac{60425 - 120850}{2 \cdot 10 \cdot 6292.4} = -0,30 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом.}$$

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_1^{29} (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_T^{ГПП}}{2} + Q_B - \sum_1^{29} Q_{Ci} - \sum Q_{Сдi} - Q_{Эс1}, \quad (10.11)$$

где $\Delta Q_T^{ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП;

Q_B – реактивная мощность, потребляемая высоковольтной нагрузкой, рассчитанная на один трансформатор ГПП;

$Q_{Эс1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию, рассчитанная на один трансформатор ГПП;

$\sum Q_{Сдi}$ – реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями.

Согласно $Q_{Эс1}$ определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{Эс1} = \frac{\alpha_1 \cdot P_{РП}}{2}, \quad (10.12)$$

$$Q''_{Эс1} = \frac{Q_{РП}}{2} - \frac{0,7}{K_{н.р}} \cdot Q_{Сд.м}, \quad (10.13)$$

где $\alpha_1 = \text{tg}\varphi = 0,31$ – расчетный коэффициент;

$P_{РП}$ и $Q_{РП}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки всего предприятия;

$K_{н.р} = 0,9$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности;

$Q_{Сд.м}$ – располагаемая мощность всех синхронных двигателей.

$$Q'_{Эс1} = \frac{0,31 \cdot 24,9}{2} = 3,872 \text{ Мвар},$$

$$Q''_{Эс1} = \frac{21,58}{2} - \frac{0,7}{0,9} \cdot 1,08 = 9,95 \text{ Мвар}.$$

Таким образом, экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая предприятием от энергосистемы и приходящаяся на один трансформатор ГПП равна: $Q_{Эс1} = Q'_{Эс1} = 3,872$ Мвар.

Реактивная мощность, генерируемая синхронным двигателем равна:

$$Q_{Сдi} = \frac{3_{10} - 3_{1Г.Сдi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Э.Сдi}}, \quad (10.14)$$

где $R_{Э.Сдi}$ – эквивалентное сопротивление СД:

$$R_{Э.Сдi} = \frac{R_{л.Сдi}}{N_i} + \frac{3_{2Г.Сдi}}{a \cdot C_0}. \quad (10.15)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 79 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Результаты расчетов $Q_{\text{сд}i}$ и $R_{\text{э.сд}i}$ представлены в таблице 10.3.

Таким образом, мощность высоковольтной БК по формуле (10.11) равна:

$$Q_0 = 6,344 + \frac{1,955}{2} - 0,0105 - 2,83 + 0,21 - 3,872 = 818,5 \text{ квар.}$$

Принимаем к установке ВБК типа УКЛ-10,5-450У3.

Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП проверяется как равенство генерируемых $Q_{\text{Г1}}$ и потребляемых $Q_{\text{Р1}}$ реактивных мощностей:

$$Q_{\text{Р1}} = \sum_1^{29} (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_{\text{ГПП}}}{2} + Q_{\text{В}}, \quad (10.16)$$

$$Q_{\text{Р1}} = 6,344 + \frac{1,955}{2} - 0,105 = 7,311 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{\text{Г1}} = \sum_1^{29} Q_{\text{Ci}} + \sum Q_{\text{сд}i} + Q_{\text{эс}i} + Q_0, \quad (10.17)$$

$$Q_{\text{Г1}} = 2,83 - 0,21 + 3,872 + 0,9 = 7,392 \text{ Мвар.}$$

Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП равен:

$$\text{tg}\phi_{\text{Р}} = \frac{Q_{\text{Р1}} + \sum Q_{\text{Ки}} - (\sum Q_{\text{ст.н.}i} + \sum Q_{\text{сд}} + Q_0)}{P_{\text{РП}}}, \quad (10.18)$$

$$\text{tg}\phi_{\text{Р}} = \frac{7,311 + 5,353 - (9,560 - 0,21 + 0,818)}{24,9/2} \approx 0,31.$$

Расчетное значение $\text{tg}\phi_{\text{Р}}$ должно быть равно заданному энергосистемой $\text{tg}\phi_{\text{э}} = 0,31$.

Резерв реактивной мощности должен составлять не менее 10 – 15% потребляемой предприятием реактивной мощности. Проверим это условие:

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{\sum (Q_{\text{сд.м}i} - Q_{\text{сд}i})}{Q_{\text{Р1}}} \cdot 100\%, \quad (10.19)$$

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{1,29}{7,311} \cdot 100\% = 17,64\%.$$

Следовательно резервную БК устанавливать не надо.

Выводы по разделу десять

В данном разделе был произведен оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности. Батареи конденсаторов устанавливаются на шинах ГПП и внутрицеховых ТП.

11 ЗАЩИТА СИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ СД 500 кВт, НАПРЯЖЕНИЕМ 6 кВ

11.1 Организация защиты

Согласно ПУЭ релейная защита электродвигателей делится на защиту электродвигателей выше 1000 В и ниже 1000 В [5]. На электродвигателях выше 1 кВ должна предусматриваться [5, п. 5.3.43]:

- защита от токов перегрузки;
- защита от многофазных замыканий на землю;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита от понижения напряжения;
- защита от асинхронного хода .

Двигатель питается по кабельной линии КЛЮ и подключается к электрической сети с помощью выключателя Q. Для получения информации о токах используются фазные трансформаторы тока ТА1, устанавливаемые, как правило, в трёх фазах, и трансформатор тока нулевой последовательности ТА2, надеваемый на кабель в начале линии. Для защиты двигателя используется микропроцессорный блок защиты Seram типа М41.

Таблица 11.1 – Параметры асинхронного двигателя

| Тип двигателя | P_n , кВт | $K_{пуск}$ | $\cos\phi_n$ | η_n | КЛ, м |
|---------------|-------------|------------|--------------|----------|-------|
| СД-85/47-8 | 500 | 5,5 | 0,9 | 0,89 | 65 |

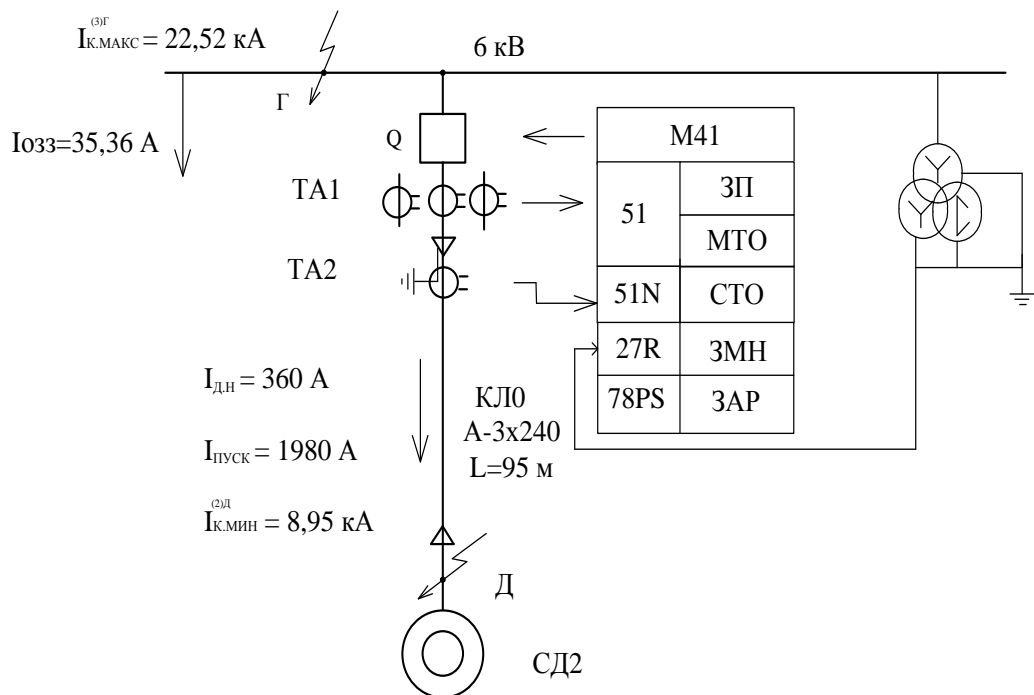


Рисунок 11.1 Организация защиты двигателя

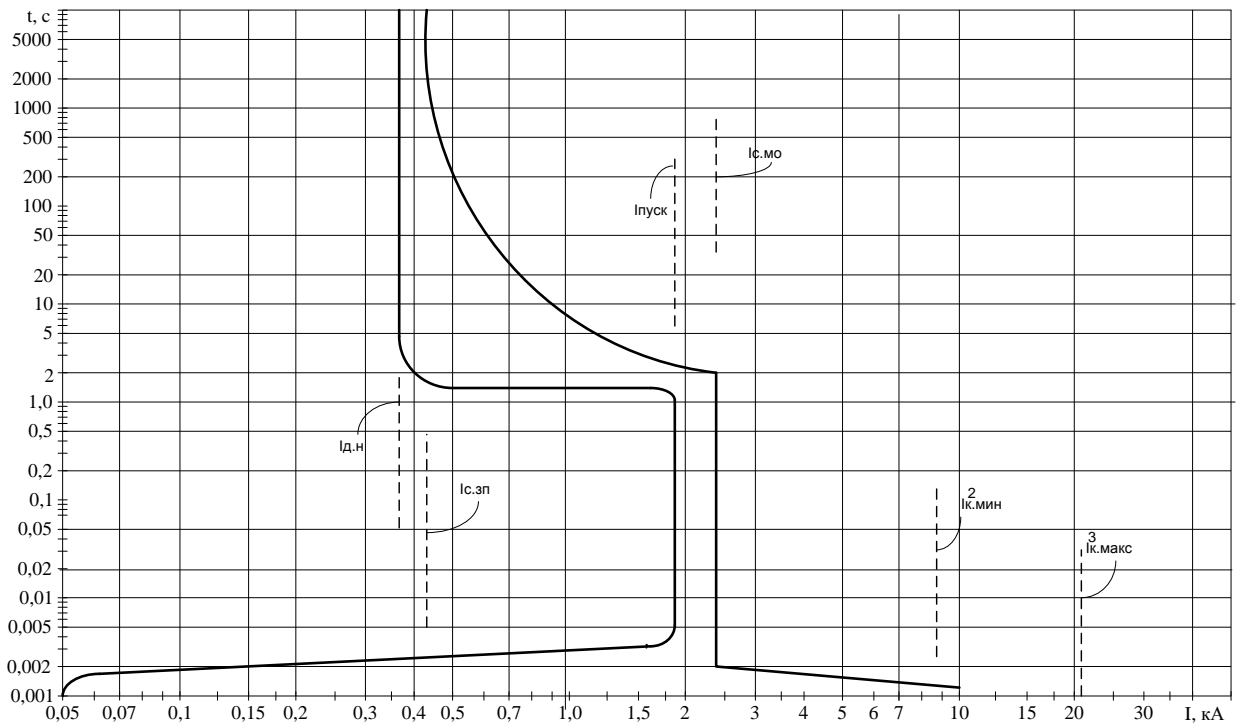


Рисунок 11.2 – Карта селективности защиты электродвигателя с помощью автоматического выключателя

В нормальном режиме работы максимальный рабочий ток двигателя :

$$I_{д.н} = \frac{P_{д.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{н} \cdot \eta_{н} \cdot \cos \varphi_{н}},$$

$$I_{д.н} = \frac{500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6000 \cdot 0,89 \cdot 0,9} = 360 \text{ А.}$$

Пусковой ток двигателя

$$I_{ПУСК} = K_{п} \cdot I_{д.н},$$

$$I_{ПУСК} = 5,5 \cdot 360 = 1980 \text{ А.}$$

11.2 Защита от перегрузок

Согласно ПУЭ защита от перегрузок должна предусматриваться для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и для двигателей с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска (длительность прямого пуска непосредственно от сети 20с и более), перегрузки которых возможны при чрез-

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

13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ

Лист

82

мерном увеличении длительности пуска, вследствие понижения напряжения в сети[5].

Защита от перегрузок, обусловленных технологическими причинами, действует на сигнал, который передается на пост управления двигателем, если дежурный персонал может разгрузить двигатель, не останавливая его.

Защита электродвигателя от перегрузок отстраивается от номинального тока двигателя (см.рисунок 11.2):

$$I_{C.П} = \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot I_{д.н},$$

где $K_{H.O}$ – коэффициент надежности отстройки, учитывающей ошибки реле и необходимый запас, принимается равным 1,05 при действии защиты на сигнал и 1,1–1,2 при действии на отключение.

K_B – коэффициент возврата реле, принимается равным 0,935 – для устройств защиты Seram.

$$I_{C.П} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 360 = 423 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты от перегрузки проверяется по минимальному двухфазному току КЗ на выводах электродвигателя

$$K_{Ч.ЗП}^{(2)Д} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Д}}{I_{C.ЗП}},$$

$$K_{Ч.ЗП}^{(2)Д} = \frac{8950}{423} = 21,2 \geq 2.$$

Защита от перегрузки чувствует КЗ на выводах электродвигателя.

Время срабатывания защиты от перегрузок отстраивается от времени пуска двигателя

$$t_{C.П} > K_{ОТС} \cdot t_{ПУСК},$$

$$K_{ОТС} \cdot t_{ПУСК} = 1,5 \cdot 5 = 7,5 \text{ с,}$$

где $K_{ОТС} = 1,5–2$ – коэффициент отстройки от времени пуска.

11.3 Мгновенная токовая отсечка

Схема защиты должна быть наиболее простой, надёжной и экономичной. Защита выполняется реагирующей на значение тока, протекающего к месту повреждения со стороны питающей сети, и действует без выдержки времени на отключение двигателя от сети, а у синхронных двигателей еще и на гашение поля.

Является основной защитой от КЗ в обмотке статора для двигателей мощностью до 5000 кВт.

Уставка по току мгновенной токовой отсечки отстраивается от пускового тока электродвигателя (см.рисунок 11.2)

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 83 |

$$I_{с.мто} = K_{отс} \cdot K_{пуск} \cdot I_{д.н} ,$$

$$I_{с.мто} \geq 1,2 \cdot 1980 = 2376A,$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, составляет 1,4–1,5.

Чувствительность отсечки проверяется по минимальному двухфазному току КЗ на выводах электродвигателя

$$K_{ч.мо}^{(2)д} = \frac{I_{к.мин}^{(2)д}}{I_{с.мто}}$$

$$K_{ч.мо}^{(2)д} = \frac{8950}{2376} = 3,77 \geq 2.$$

Мгновенная токовая отсечка чувствует КЗ на выводах электродвигателя.

11.4 Защита двигателя и питающей его линии от однофазных замыканий на землю

Как правило, двигатель подключается к сети через кабельную линию. Трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП), к которым подключается защита, обычно с целью экономии располагаются в распределительном устройстве. Если это приводит к недопустимому заглублению защиты, ТТНП устанавливаются у линейных выводов двигателя.

Для неявнополусных СД емкость фазы статора относительно земли, Φ , определяется по выражению

$$C_{д} \approx \frac{0,0187 \cdot P_{н} \cdot 10^{-3}}{1,2 \cdot \cos \varphi \cdot \eta \cdot \sqrt{U_{л.н}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{л.н})}$$

где $P_{д.н}$ – номинальная активная мощности двигателя, МВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент реактивной мощности электродвигателя;

η – КПД двигателя;

$U_{л.н}$ – номинальное линейное напряжение, кВ.

$$C_{д} = \frac{0,0187 \cdot 0,5 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,89 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{6} \cdot (1 + 0,08 \cdot 6)} = 0,0033 \times 10^{-6} \Phi.$$

Собственный ёмкостный ток двигателя $I_{с.д}$ определяется по формуле

$$I_{с.д} = 3 \cdot C_{сд} \cdot U_{ф.н} \cdot \omega,$$

где $C_{д}$ – емкость фазы статора электродвигателя относительно земли, принимает-ся по справочным данным, Φ ;

$U_{ф.н}$ – номинальное фазное напряжение сети;

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ – круговая частота.

$$I_{сд} = 314 \cdot 3 \cdot 0,0033 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{6 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,011 \text{ А.}$$

Собственный ёмкостный ток какой-либо кабельной линии определяется по выражению:

$$I_{сi} = I_{удi} \cdot L_{кли}.$$

Принимаем, что для прокладки линии используем кабель сечением 240 мм^2 , тогда $I_{уд}=1,3 \text{ А}$

$$I_{с.л} = 1,3 \cdot 0,095 = 0,12 \text{ А.}$$

Тогда

$$I_{с} = 0,011 + 0,12 = 0,131 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты $I_{с.зи}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности

$$\begin{aligned} I_{с.зи} &\geq K_{н.с} \cdot K_{БР} \cdot I_{с.зпi}, \\ I_{с.зи} &\geq 1,2 \cdot 1 \cdot 0,131 = 0,16 \text{ А,} \\ I_{озз} &= 35,2 + 0,16 = 35,36 \text{ А.} \end{aligned}$$

Чувствительность защиты при установке ТТП в распределительном устройстве определяется по формуле

$$\begin{aligned} K_{ч} &= \frac{I_{озз} - I_{с}}{I_{с.з}}, \\ K_{ч} &= \frac{35,16 - 0,12}{0,157} = 223 \geq 1,25, \end{aligned}$$

где $I_{сз}$ – суммарный ёмкостный ток электрической сети напряжением 6 кВ, к которой подключен электродвигатель;

$K_{ч.мин}$ – минимальный, нормируемый для защиты линии от ОЗЗ коэффициент чувствительности, для кабельных сетей принимается равным 1,25.

11.5 Защита двигателя минимального напряжения

Защита минимального напряжения для синхронных двигателей в связи с их способностью поддерживать напряжение на своих выводах после отключения или снижения напряжения питания (синхронный двигатель переходит в режим генератора) может быть построена по двум принципам:

1. Минимальная защита частоты с блокировкой по направлению мощности. После исчезновения напряжения питания синхронный двигатель благодаря системе возбуждения пытается поддерживать напряжение на своих выводах, но в связи со снижением скорости вращения падает частота этого напряжения. Кроме того, активная мощность, проходящая через ТТ, меняет направление – при наличии питания активная мощность шла от источника питания к электродвигателю, а

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 85 |

при исчезновении напряжения питания активная мощность идет от двигателя к сборным шинам, к которым он подключен.

2. Двухступенчатая защита минимального напряжения электродвигателей. Рассмотрим её подробнее.

Уставка по напряжению первой ступени настраивается на снижение напряжение до $U_{\text{МИН1}} = 70 \% U_{\text{Н}}$

$$U_{\text{СЗ}}^{\text{ICT}} = \frac{U_{\text{МИН1}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{В}}},$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата реле.

$$U_{\text{СЗ}}^{\text{ICT}} = \frac{0,7 \cdot 6 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1} = 3,82 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных замыканий $t_{\text{СЗ}}^{\text{I}} = 0,5-1,5 \text{ с.}$ Учитывая, выдержка времени этих защит, как правило, равна 0, то принимают $t_{\text{СЗ}}^{\text{I}} = 0,5 \text{ с.}$

Уставка по напряжению второй ступени настраивается на снижение напряжение до $U_{\text{МИН2}} = 50 \% U_{\text{Н}}$

$$U_{\text{СЗ}}^{\text{ICT}} = \frac{0,5 \cdot 6 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1} = 2,73 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени второй ступени принимается $t_{\text{СЗ}}^{\text{I}} = 0,5-1,5 \text{ с.}$ Учитывая, выдержка времени этих защит, как правило, равно 0, то принимают $t_{\text{СЗ}}^{\text{II}} = 10-15 \text{ с.}$

11.6 Защита синхронного двигателя от асинхронного режима

При возникновении асинхронного режима работы СД в статоре и роторе возникают колебания (качания) тока – рис. 11,2. Асинхронный режим может возникнуть либо при снижении напряжения питания, либо уменьшения тока возбуждения [56, 57].

Одним из вариантов простой защиты является токовая защита. Она может быть выполнена при помощи токового реле с зависимой от тока выдержкой времени или с помощью мгновенного токового реле, действующего на вспомогательное промежуточное реле с замедленным размыканием контактов Действие этой защиты основано на том, что она не успевает возвратиться за время Δt спада тока между циклами качаний (рис. 11.2,) и постепенно за несколько периодов качаний набирает время и срабатывает на отключение.

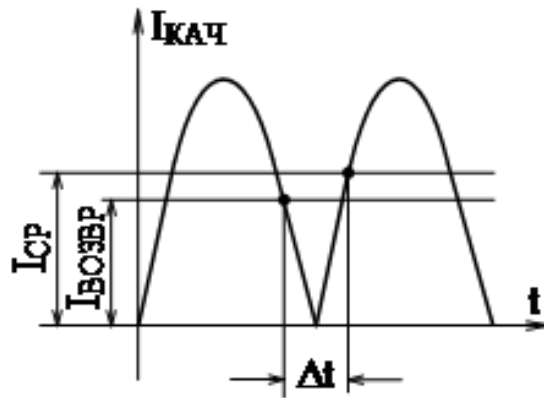


Рисунок 11.2 . Защита СД от асинхронного режима

На рисунке 11.3 представлена схема защиты электродвигателя с использованием терминала Seram M41, в таблице 11.2 и 11.3 спецификация.

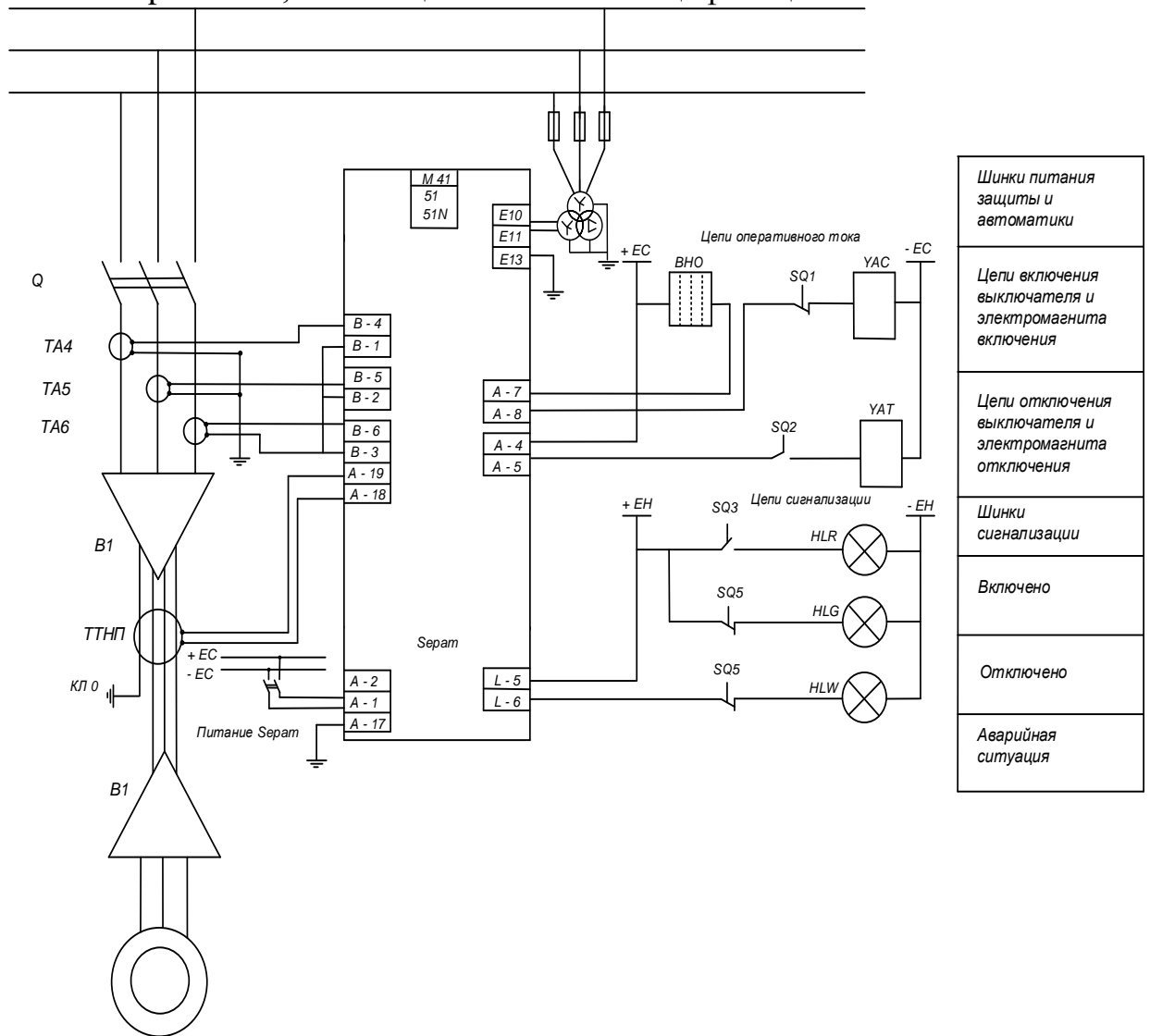


Рисунок 11.4— Схема защиты электродвигателя с использованием терминала Seram M41

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

13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ

Лист

87

Таблица 11.2 – Спецификация к схеме защиты электродвигателя

| Позиционное обозначение | Наименование | Тип и техническая характеристика | Кол-во | Примечание |
|-------------------------|--------------------------|----------------------------------|--------|------------|
| HLW | Лампа полупроводниковая | СКЛ-11-Ж-4-220 | 1 | Желтая |
| | коммутаторная | | | |
| HLR | Лампа полупроводниковая | СКЛ-11-К-4-220 | 1 | Красная |
| | коммутаторная | | | |
| HLG | Лампа полупроводниковая | СКЛ-11-Л-4-220 | 1 | Зеленая |
| | коммутаторная | | | |
| ВН0 | Блок переключателей | | 1 | |
| SQ1-SQ5 | Путевой выключатель | | 5 | |
| | конечный | | | |
| TV1-TV3 | Трансформатор напряжения | | 3 | |
| УАС | Электромагнит | ЗБ-1М | 1 | |
| | включения | | | |
| УАТ | Электромагнит | ЗБ-1М | 1 | |
| | отключения | | | |

Таблица 11.3– Спецификация терминала Seram S20

| Позиционное обозначение по схеме | Наименование | Тип и техническая характеристика | Кол-во | Примечание |
|----------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|--------|---------------------|
| ВН0 | Блок переключателей | | 1 | |
| SQ1-SQ5 | Выключатель путевой | | 5 | |
| УАС, УАТ | Блок замок электромагнитный | ЗБ-1М | 2 | |
| HLR | Лампа полупроводниковая коммутаторная | СКЛ-11-К-4-220 | 1 | Красная |
| HLG | Лампа полупроводниковая коммутаторная | СКЛ-11-Л-4-220 | 1 | Зеленая |
| HLW | Лампа полупроводниковая коммутаторная | СКЛ-11-Ж-4-220 | 1 | Желтая |
| SF3 | Выключатель автоматический | C32H-DC 2P | 1 | С 2 блок-контактами |
| R3,R4 | Резистор постоянный проволочный | C5-35B-25, 3900 Ом | 2 | |

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе была рассмотрены защиты электродвигателя СД и питающие его линию.

Рассмотрена защита электродвигателя выполненная в двухрелейном исполнении и с использованием терминала Seram M41. Так же приведен пример исполнения защиты линии с использованием терминала Seram.

12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Необходимо доказать, что разработка данного технического проекта является целесообразной и дает положительный экономический эффект в приемлемые сроки.

Экономическим эффектом называется разница между всеми ожидаемыми доходами от внедрения проекта и всеми ожидаемыми расходами на реализацию проекта.

Для начала составим перечень работ, необходимых для реализации проекта, расположив их в логической последовательности. Также укажем длительность каждого этапа и исполнителя работ. Перечень представлен в таблице 13.1.

Ожидаемая продолжительность работы вычисляется по формуле:

$$t_{\text{ожид}} = 0,6t_{\text{min}} + 0,4t_{\text{max}}, \quad (13.1)$$

где t_{min} – минимальная продолжительность работы;

t_{max} – максимальная продолжительность работы.

Дробное значение, полученное по формуле (13.1) округляется до ближайшей целой величины.

Таблица 13.1 – Перечень работ, исполнители и продолжительность выполнения

| № работы | Наименование работы | Продолжительность работы, дни | | | Исполнители работы, человек | | |
|----------|--|-------------------------------|-----|-------|-----------------------------|------|------|
| | | min | max | ожид. | рук. | инж. | лаб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | Получение задания на проектирование электроснабжения группы цехов завода по ремонту механического оборудования | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - |
| 2 | Анализ литературных источников и технической документации | 2 | 4 | 3 | - | 1 | - |
| 3 | Сравнение отечественных и зарубежных технологий | 2 | 3 | 2 | - | 1 | - |
| 4 | Расчет электрических нагрузок цеха | 1 | 3 | 2 | 1 | 1 | - |
| 5 | Расчет электрических нагрузок всего предприятия | 1 | 4 | 2 | 1 | 1 | - |
| 6 | Расчет картограммы электрических нагрузок и нанесение ее на план предприятия | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | - |
| 7 | Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов | 2 | 3 | 2 | 1 | 1 | - |
| 8 | Составления радиально-магистральной схемы внутреннего электроснабжения предприятия | 2 | 5 | 3 | 1 | 1 | - |

Окончание таблицы 13.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|----|---|---|---|---|---|---|---|
| 9 | Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения | 1 | 3 | 2 | 1 | 1 | - |
| 10 | Выбор величины напряжения схемы внутреннего электроснабжения | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - |
| 11 | Выбор сечений и марок питающих линий, их расчет | 2 | 5 | 3 | 1 | 1 | - |
| 12 | Расчет токов короткого замыкания | 3 | 6 | 4 | 1 | 1 | - |
| 13 | Выбор оборудования, установленного на ГПП | 2 | 3 | 2 | 1 | 1 | - |
| 14 | Обоснование места установки ГПП и нанесение его на план предприятия | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | - |
| 15 | Нанесение на план объекта питающих линий с учетом способа прокладки | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - |
| 16 | Выбор оборудования 10 кВ | 3 | 5 | 4 | 1 | 1 | - |
| 17 | Расчет показателей качества электроэнергии | 1 | 4 | 2 | 1 | 1 | - |
| 18 | Выбор низковольтного оборудования (0,4 кВ) | 2 | 4 | 3 | 1 | 1 | - |
| 19 | Составление схемы питания рассматриваемого цеха | 2 | 3 | 2 | 1 | 1 | - |
| 20 | Расчет компенсации реактивной мощности | 2 | 4 | 3 | 1 | 1 | - |
| 21 | Описание релейной защиты предприятия | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | - |
| 22 | Расчет экономических показателей проекта | 1 | 3 | 2 | 1 | 1 | - |
| 23 | Рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности | 2 | 3 | 2 | 1 | 1 | - |
| 24 | Оформление пояснительной записки проекта | 4 | 8 | 6 | 1 | 1 | 1 |
| 25 | Оформление графической части | 5 | 9 | 7 | 1 | 1 | - |
| 26 | Защита проекта | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - |

Категории работников, принимающие участие в создании технического проекта:

а) руководители: руководитель диплома от выпускающей кафедры, консультант по экономической части, консультант по релейной защите, консультант по БЖД;

б) инженер – студент, разрабатывающий проект;

в) лаборант – работник, выполняющий вспомогательные работы.

Должностные оклады работников составляют:

Руководитель – 35000 руб.;

Инженер – 20000 руб.;

Лаборант – 15000 руб.

Коэффициенты пересчета реальной численности работников различной категории к приведенной численности инженеров по заработной плате:

$$K_{\text{рук}} = 35000/20000 = 1,75;$$

$$K_{\text{инж}} = 20000/20000 = 1;$$

$$K_{\text{лаб}} = 15000/20000 = 0,75.$$

Приведенная численность работников:

$$Ч_i = N_{\text{рук } i} \cdot K_{\text{рук}} + N_{\text{инж } i} \cdot K_{\text{инж}} + N_{\text{лаб } i} \cdot K_{\text{лаб}}, \quad (13.2)$$

где $N_{\text{рук}}$ – численность руководителей, занятых в работе i ;

$N_{\text{инж}}$ – численность инженеров, занятых в работе i ;

$N_{\text{лаб}}$ – численность лаборантов, занятых в работе i .

Приведенная трудоемкость работ:

$$T_i = Ч_i \cdot t_{\text{ожд}}. \quad (13.3)$$

Среднедневная заработная плата:

$$СД_{\text{з/п}} = \frac{З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}}{РД}, \quad (13.4)$$

где РД – число рабочих дней в месяце;

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата:

$$З_{\text{доп}} = 0,1 \cdot З_{\text{осн}} \quad (13.5)$$

Тогда по (13.5) и (13.4) получим:

$$З_{\text{доп}} = 0,1 \cdot 20000 = 2000 \text{ руб.};$$

$$СД_{\text{з/п}} = \frac{20000 + 2000}{24} = 920 \text{ руб./день.}$$

На основе данных об основной и дополнительной заработной плате можно определить прочие затраты. Данные сведены в таблицу 13.2

Среднедневные прочие затраты:

$$СД_{\text{пз}} = \frac{\sum З_{\text{проч}}}{РД} \quad (13.6)$$

Среднедневная стоимость одного инженера дня:

$$СД_{инж.д} = СД_{з/п} + СД_{пз} \quad (13.7)$$

По (12.6) и (12.7) получим:

$$СД_{пз} = \frac{36600}{24} = 1525 \text{ руб/день};$$

$$СД_{инж.д} = 920 + 1525 = 2445 \text{ руб/день}.$$

Таблица 13.2 – Прочие затраты на проектирование

| Наименование затрат | Соотношение затрат | Величина затрат за один месяц, руб. |
|---|-----------------------------------|-------------------------------------|
| 1 Единый социальный налог | $0,3 \cdot (З_{осн} + З_{доп})$ | 6600 |
| 2 Стоимость материалов и покупных изделий, необходимых для проектирования | $(0,15 \dots 0,55) \cdot З_{осн}$ | 4000 |
| 3 Накладные расходы | $(0,45 \dots 0,85) \cdot З_{осн}$ | 10000 |
| 4 Командировочные расходы | $(0,15 \dots 0,20) \cdot З_{осн}$ | - |
| 5 Контрагентные услуги сторонних организаций | $(0,20 \dots 0,50) \cdot З_{осн}$ | 6000 |
| 6 Стоимость оборудования и приборов необходимых для проектирования | $(0,40 \dots 0,60) \cdot З_{осн}$ | 10000 |
| Итого | | 36600 |

Стоимость работы определяется как произведение трудоемкости на среднедневную стоимость инженер дня:

$$СР_i = T_i + СД_{инж.д} \quad (13.7)$$

По формулам (13.2), (13.3), (13.7) определим приведенную численность, трудоемкость и стоимость соответственно для каждого вида работ. Полученные данные занесем в таблицу 12.3.

Затраты на проектирование составляют 419684 рублей.

Таблица 13.3 – Затраты на проектирование дипломного проекта

| № работы | Ожидаемая продолжительность, дней | Исполнители, чел. | | | Ч | Т, дней | СР, руб |
|----------|-----------------------------------|-------------------|------|------|---|---------|---------|
| | | рук. | инж. | лаб. | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 1 | 1 | 1 | - | 3 | 3 | 6724 |
| 2 | 3 | - | 1 | - | 1 | 3 | 6846 |
| 3 | 2 | - | 1 | - | 1 | 2 | 5868 |
| 4 | 2 | 1 | 1 | - | 3 | 5 | 12103 |
| 5 | 2 | 1 | 1 | - | 3 | 6 | 14792 |
| 6 | 1 | 1 | 1 | - | 3 | 4 | 9413 |
| 7 | 2 | 1 | 1 | - | 3 | 7 | 16137 |
| 8 | 3 | 1 | 1 | - | 3 | 9 | 21516 |
| 9 | 2 | 1 | 1 | - | 3 | 5 | 12103 |
| 10 | 1 | 1 | 1 | - | 3 | 3 | 6724 |
| 11 | 3 | 1 | 1 | - | 3 | 9 | 21516 |
| 12 | 4 | 1 | 1 | - | 3 | 12 | 28240 |
| 13 | 2 | 1 | 1 | - | 3 | 7 | 16137 |
| 14 | 1 | 1 | 1 | - | 3 | 4 | 9413 |
| 15 | 1 | 1 | 1 | - | 3 | 3 | 6724 |
| 16 | 4 | 1 | 1 | - | 3 | 10 | 25550 |
| 17 | 2 | 1 | 1 | - | 2 | 4 | 9413 |
| 18 | 3 | 1 | 1 | - | 3 | 8 | 18827 |
| 19 | 2 | 1 | 1 | - | 3 | 7 | 16137 |
| 20 | 3 | 1 | 1 | - | 3 | 8 | 18827 |
| 21 | 1 | 1 | 1 | - | 3 | 4 | 9413 |
| 22 | 2 | 1 | 1 | - | 3 | 5 | 12103 |
| 23 | 2 | 1 | 1 | - | 3 | 7 | 16137 |
| 24 | 6 | 1 | 1 | 1 | 4 | 20 | 47922 |
| 25 | 7 | 1 | 1 | - | 3 | 18 | 44377 |
| 26 | 1 | 1 | 1 | - | 3 | 3 | 6724 |
| Итого | | | | | | | 419684 |

Расчет сметной стоимости. Для внедрения проекта необходимы материалы и комплектующие, а так же их количество и стоимость. Учтем стоимость транспортных затрат и представим перечень элементов в таблице 13.4.

Таблица 13.4 – Сводная таблица материалов и комплектующих

| Наименование | Единицы измерения | Кол-во | Цена за ед., тыс. руб. | Сумма, тыс. руб. |
|-----------------------|-------------------|--------|------------------------|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| РДЗ-110-1000-НУХЛ1 | шт | 6 | 135,00 | 810,00 |
| ВГТ-110-40/2500 | шт | 4 | 2450,00 | 9800,00 |
| ОПН-110У1 | шт | 6 | 25,00 | 150,00 |
| ТДН-10000/110 | шт | 2 | 10300,00 | 20600,00 |
| НАМИ-110-83 | шт | 2 | 95,00 | 190,00 |
| ТФЗМ 110 Б – I У1 | шт | 12 | 53,00 | 636,00 |
| ИП-1000 | шт | 4 | 470,00 | 1880,00 |
| СТД-1600 | шт | 4 | 725,00 | 2900,00 |
| НАМИ-10-95УХЛ2 | шт | 6 | 12,00 | 72,00 |
| ТЛС-10 | шт | 2 | 107,00 | 214,00 |
| ВВ/TEL - 10 | шт | 33 | 20,00 | 660,00 |
| ТОЛ-СЭЩ-10 | шт | 10 | 120,00 | 1200,00 |
| ТЛЗМ-1 | шт | 33 | 195,00 | 6435,00 |
| КРМ-0,4-600-50 У3-У1 | шт | 2 | 127,00 | 254,00 |
| ВНР-10/400-10 | шт | 13 | 15,00 | 195,00 |
| ПКТ-101-10-10-31,5 У3 | шт | 4 | 0,76 | 3,04 |
| ПКТ-103-100-31,5 У1 | шт | 5 | 0,82 | 4,10 |
| КРМ-0,4-500-50 У3-У1 | шт | 2 | 112,00 | 224,00 |
| КРМ-0,4-160-10 У3-У1 | шт | 3 | 56,00 | 168,00 |
| КРМ-0,4-54-3,6 У3-У1 | шт | 2 | 23,00 | 46,00 |

Окончание таблицы 13 4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----------------|----|--------|---------|-----------|
| ТМГ-2500/10 | шт | 12 | 4500,00 | 54000,00 |
| ТМГ-1250/10 | шт | 4 | 3786,00 | 15144,00 |
| ТМГ-1600/10 | шт | 6 | 4082,00 | 24492,00 |
| ШПА-73 | м | 280 | 15,00 | 4200,00 |
| Masterpact NW63 | шт | 1 | 173,00 | 173,00 |
| Masterpact NW40 | шт | 5 | 148,00 | 740,00 |
| Masterpact NW32 | шт | 1 | 132,00 | 132,00 |
| Masterpact NW25 | шт | 4 | 105,00 | 420,00 |
| Masterpact NW20 | шт | 1 | 96,00 | 96,00 |
| Masterpact NW16 | шт | 2 | 81,00 | 162,00 |
| Masterpact NW10 | шт | 1 | 55,00 | 55,00 |
| ВА-88-35 | шт | 61 | 5,00 | 305,00 |
| ВА-88-37 | шт | 1 | 6,00 | 6,00 |
| АПВв (3x50) | м | 534,5 | 0,46 | 241,87 |
| АПВв (3x95) | м | 1157,2 | 0,68 | 786,90 |
| АПВв (3x120) | м | 1553,6 | 0,95 | 1475,92 |
| Итого | | | | 154862,83 |

Затраты на заработную плату работникам, которые будут внедрять объект, составляют 40% от материальных затрат

$$Z_{зп} = 0,4 \cdot Z_m \quad (13.8)$$

Затраты на внедрение проекта:

$$Z_{вн} = Z_m + Z_{зп} \quad (13.9)$$

Тогда по (13.8) и (13.9) получим:

$$Z_{зп} = 0,4 \cdot 154862 = 61944 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z_{вн} = 154862 + 61944 = 216806 \text{ тыс. руб.}$$

Сумма денег, полученная после реализации проекта, называется доходом и вычисляется по формуле:

$$(13.9)$$

$$D = P \cdot Q,$$

где P – рыночная цена 1 кВт·ч электроэнергии;

Q – количество потребленных за год кВт·ч энергии.

Также можно определить

$$D = 0,2 \cdot C_0 \cdot P_p^{VI} \cdot T_m \quad (13.10)$$

Тогда:

$$D = 0,2 \cdot 6,1 \cdot 16153 \cdot 4370 = 86118 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные затраты на реализацию проекта:

$$Z_{\text{сум}} = 216806 + 419,7 + 36,6 = 217262 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект определяется как разница между доходами и расходами. Экономический эффект первого года внедрения проекта:

$$\mathcal{E}_1 = D_1 - Z_{\text{сум}} = 86118 - 217262 = -131144 \text{ тыс. руб.};$$

$$\mathcal{E}_2 = 86118 - 131144 = -45026 \text{ тыс. руб.};$$

$$\mathcal{E}_3 = 86118 - 45026 = 41092 \text{ тыс. руб.};$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = 2 + \frac{41092}{86118} = 2,5 \text{ лет.}$$

Экономический эффект от проекта составляет 41092 тыс. руб за 2,5 года.

Вывод по разделу двенадцать

В данном разделе были рассчитаны затраты на разработку и реализацию проекта, а также получаемый доход. Данный проект является экономически целесообразным, срок окупаемости 2,5 лет. Может быть рекомендован к внедрению.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 96 |

13 БЕЗОПАНСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

13.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

13.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Понижающая подстанция тупикового типа 110/10 кВ сельско-хозяйственного завода находится на Среднем Урале. Морфоструктура положительная (возвышенность), вовлечённая в поднятие (до 1000 м в абсолютных отметках).

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» [22] с учетом требований технического задания, ПУЭ, 7-е издание [12], и в соответствии с региональными картами расчетных районов по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- температура воздуха, °С:
- среднегодовая плюс 3,2;
- наибольшая плюс 37;
- наименьшая минус 39;
- при гололеде минус 5;
- расчетная наиболее холодной пятидневки минус 35;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (II район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление $W_0 = 500$ Па (II район);
- скорость ветра при гололеде – 14 м/с, нормативное ветровое давление $W_Г = 120$ Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 190 см, песчаных грунтов – 210 см;
- среднегодовая продолжительность гроз 60 часов;
- сейсмичность района ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Грунтовые воды на проектируемом объекте обнаружены на глубине 3,5-3,8 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 97 |

13.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

Выбираем наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, согласно [12, таблица 4.2.5], представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

| Наименование расстояния | Обозначение | Изоляционное расстояние, мм, | |
|---|-------------|------------------------------|--------|
| | | 10 кВ | 110 кВ |
| От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м | А ф-з | 200 | 900 |
| Между проводами разных фаз | А ф-ф | 220 | 1000 |
| От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования | Б | 950 | 1650 |
| Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней | В | 960 | 1650 |
| От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов | Г | 2900 | 3600 |
| Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями | Д | 2200 | 2900 |
| От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту | Ж | 240 | 1100 |

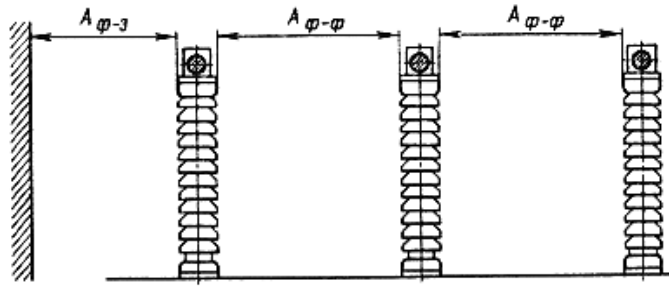


Рисунок 13.1 – Наименьшие расстояния в свету при жестких шинах между токоведущими и заземленными частями ($A \phi-3$) и между токоведущими частями разных фаз ($A \phi-\phi$)

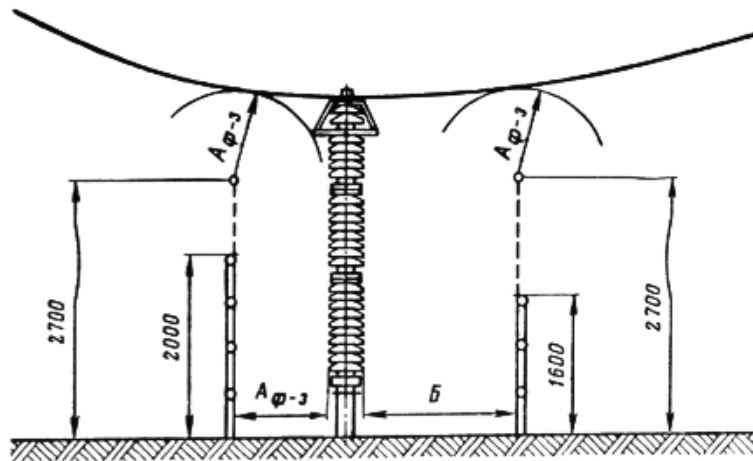


Рисунок 13.2 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей и элементов изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений

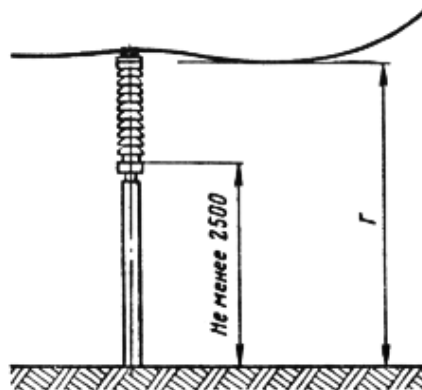


Рисунок 13.3 – Наименьшие расстояния от неогражденных токоведущих частей и от нижней кромки фарфора изоляторов до земли

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

13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ

Лист

99

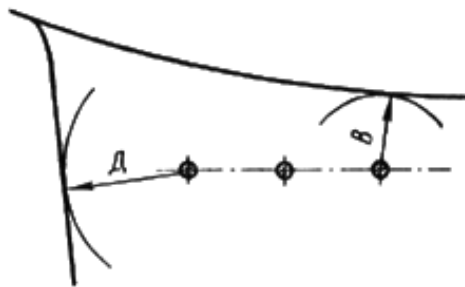


Рисунок 13.4 – Наименьшие расстояния между токоведущими частями разных цепей, расположенных в различных плоскостях, с обслуживанием нижней цепи при неотключенной верхней

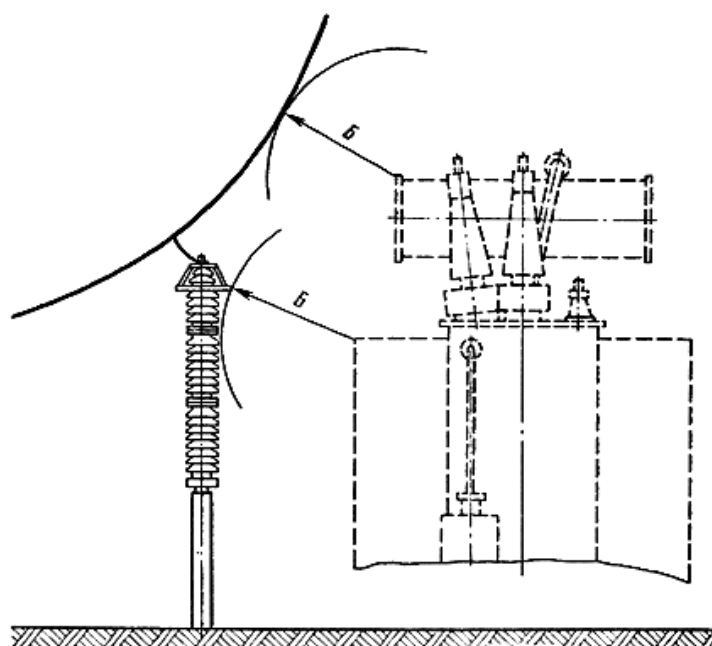


Рисунок 13.5 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до транспортируемого оборудования

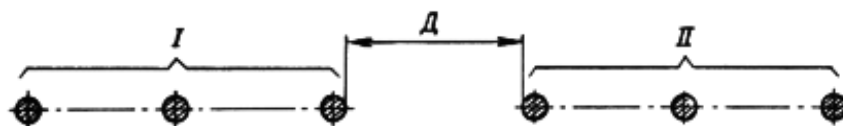


Рисунок 13.6 – Наименьшие расстояния по горизонтали между токоведущими частями разных цепей с обслуживанием одной цепи при неотключенной другой

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

13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ

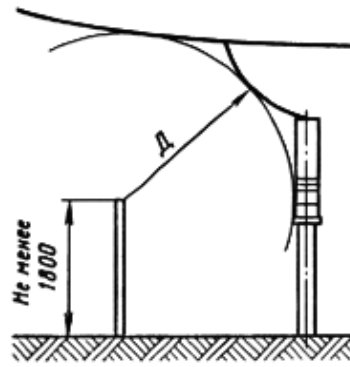


Рисунок 13.7 – Наименьшие расстояния от контактов и ножей разъединителей в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей

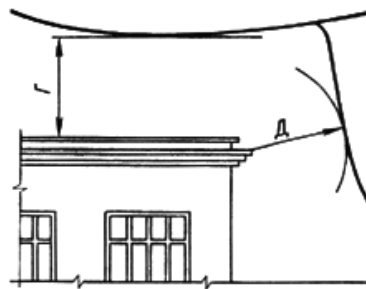


Рисунок 13.8 – Наименьшие расстояния между токоведущими частями и зданиями и сооружениями

13.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Выбор параметров трансформаторов производится в соответствии с режимами их работы. При этом учитываются как длительные нагрузочные режимы, так и кратковременные и толчковые нагрузки, а также возможные в эксплуатации длительные перегрузки. Это требование относится ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов. Трансформаторы устанавливаются так, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток, если общее освещение недостаточно.

К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы, имеющие высоту от уровня головки рельса до крышки бака 3 м и более, снабжаются стационарной лестницей.

Для катков трансформатора в фундаментах предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, создается путем установки подкладок под катки.

В местах изменения направления движения предусмотрены площадки для установки домкратов.

Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы.

13.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с проектируемых технологических проездов, шириной 8 м.

На территории подстанции предусматривается центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием. Подъезд пожарных машин обеспечен со всех сторон.

13.1.5 Окраска токоведущих частей

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины обозначим, согласно [12] при переменном трехфазном токе: шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветами.

13.1.6 Перечень защитных средств

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках (СО 153-34.03.603-2003) [23] выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 13.2.

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 13.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

| № | Наименование средства защиты | Количество |
|-----|------------------------------------|------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Изолирующая штанга (универсальная) | |
| 1.1 | 110 кВ | 2 шт. |

| | | |
|-----|---|----------------|
| 1.2 | 10 кВ | 2 шт. |
| 2 | Указатель напряжения | |
| 2.1 | 110 кВ | 2 шт. |
| 2.2 | 10 кВ | 2 шт. |
| 3 | Диэлектрические перчатки | Не менее 2 пар |
| 4 | Диэлектрические боты (для ОРУ) | 1 пара |
| 5 | Переносные заземления | |
| 5.1 | 110 кВ | Не менее 2 шт. |
| 5.2 | 10 кВ | Не менее 2 шт. |
| 6 | Защитные ограждения (щиты) | Не менее 2 шт. |
| 7 | Плакаты и знаки безопасности (переносные) | 2 комплекта |
| 8 | Противогаз изолирующий | 2 шт. |
| 9 | Защитные очки или щитки | 2 шт. |

Средства защиты на подстанции хранятся в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения. Средства защиты хранятся в закрытых помещениях. Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, хранятся в шкафах, отдельно от инструмента и других средств защиты. Они защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов. Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

Средства защиты органов дыхания хранятся на подстанции в сухом помещении в специальных сумках. Средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для работ под напряжением также содержатся в сухом, проветриваемом помещении.

Одновременно с применением индивидуальных средств защиты на ОРУ группы цехов тракторного завода используются следующие коллективные способы и средства защиты от поражения электрическим током:

- заземление в электроустановках с напряжением 110 кВ (расчёт выполнен в пункте 13.2.2);
- выравнивание потенциалов;
- молниезащита (расчёт выполнен в пункте 13.5);
- установка ограждений;
- рабочая изоляция;
- соблюдение изоляционных расстояний;
- установка плакатов и электрических знаков;
- предупредительная сигнализация и блокировки;

- электрическое разделение сетей;
- зануление;
- защитное отключение;
- изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль;
- использование малых напряжений;

13.1.7 Требования к устройству дверей

Выбираем две двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с самозапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей 1 м, высота не менее 2 м, согласно [12].

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ должны иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

Двери между помещениями (отсеками) РУ разных напряжений должны открываться в сторону РУ с низшим напряжением. Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования.

13.2 Электробезопасность

Электробезопасность на тракторном заводе обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Технические способы и средства, обеспечивающие электробезопасность на тракторном заводе, устанавливаются с учетом:

1. номинального напряжения ($U_{ном}$), рода и частоты тока электроустановки;
2. способа электроснабжения (от стационарной сети, от автономного или передвижного источника питания);
3. режима нейтрали (средней точки) источника питания электроэнергией (изолированная, заземленная нейтраль);
4. вида исполнения (стационарные, передвижные, переносные);
5. условий внешней среды: особо опасные помещения, помещения с повышенной опасностью, помещения без повышенной опасности, на открытом воздухе (классификация помещений по степени опасности поражения электрическим током определяется в соответствии с Правилами устройства электроустановок);

6. возможности снятия напряжения с токоведущих частей, на которых или вблизи которых должны производиться работы;

7. характер возможного прикосновения человека к элементам цепи тока: однофазное (однополюсное) прикосновение, двухфазное (двухполюсное) прикосновение; прикосновение к металлическим нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением;

8. возможности приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние меньше допустимого или попадания в зону растекания тока;

9. видов работ: монтаж, наладка, испытание, эксплуатация электроустановок, осуществляемых в зоне расположения электроустановок, в том числе в зоне воздушных линий электропередачи (ЛЭП).

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность на литейно-механическом заводе:

1. оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

2. допуск к работе;

3. надзор во время работы;

4. оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Требования безопасности при эксплуатации электроустановок на производстве устанавливаются нормативно-технической документацией по охране труда, утверждаемой в установленном порядке, т. е. соответствующими правилами, инструкциями, нормами и т. п. Методы контроля выполнения требований электробезопасности предусматриваются соответствующей нормативно-технической документацией.

13.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями ПУЭ:

п.4.2.27. Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно – оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка должна обеспечивать в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

п.4.2.28. Распределительные устройства и ПС, как правило, должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 105 |

Проектом предусматривается установка разъединителей 110 кВ с полимерной опорно-стержневой изоляцией с двигательными приводами на главные ножи и ножи заземления.

Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося в ОРУ и щита управления в ОПУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя.

13.2.2 Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, т.к. его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ОПН и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным.

На тракторном заводе для всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осуществляют прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку. Согласно СТО 56947007-29.130.15.114-2012 расстояние между продольными и поперечными заземлителями не должно превышать 30 м.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 6 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10...12мм и длиной до 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром не менее 6мм.

13.2.3 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рисунок 12.9). На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя.

В соответствии с ПУЭ (п.1.7.90) [12] продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глу-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 106 |

бине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываем в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать 6×6 м.

Горизонтальные заземлители прокладываем по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

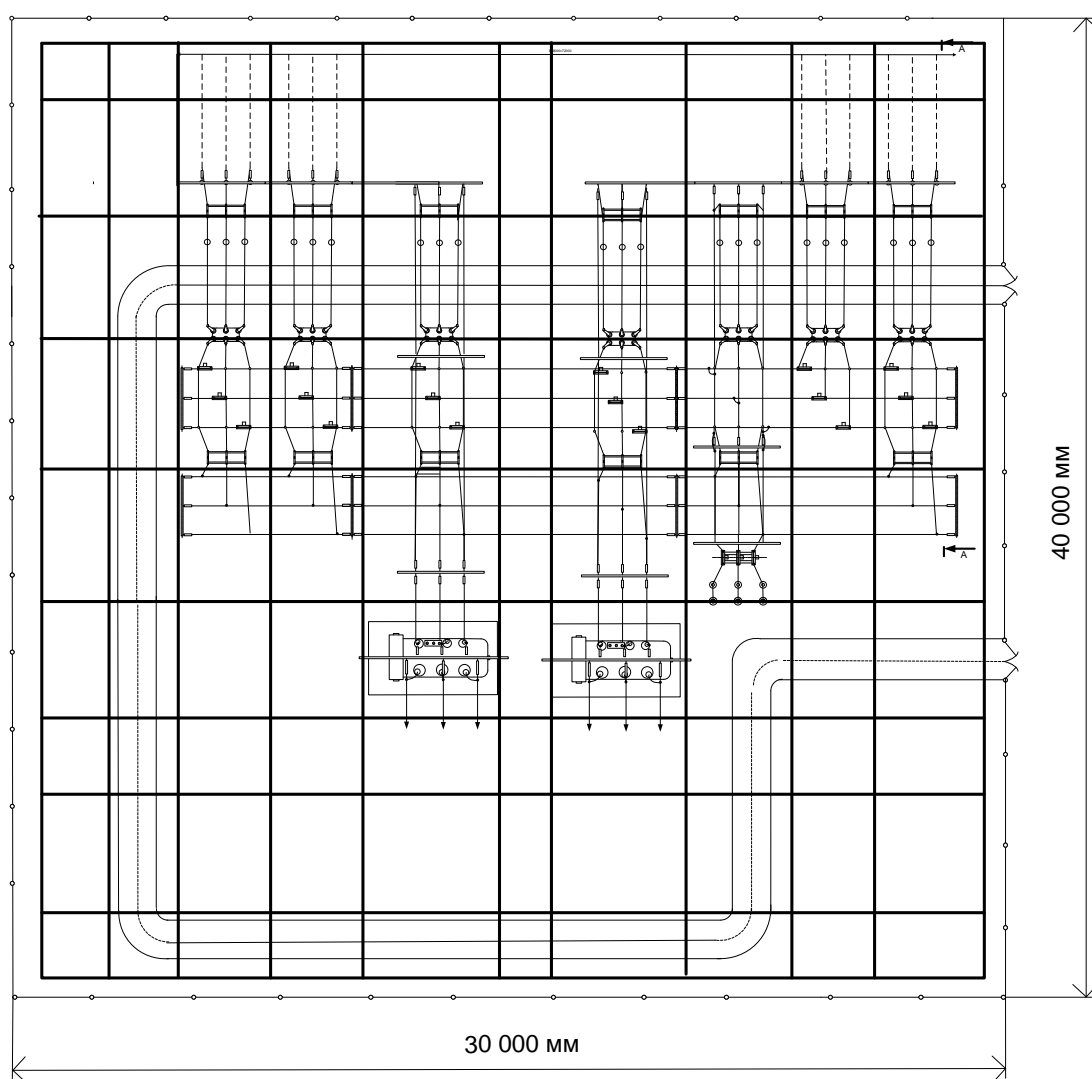


Рисунок 12.9 – Схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

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

13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ

Лист

107

Рассчитаем заземляющее устройство ОРУ подстанции площадью $S_{ОРУ} = 30 \cdot 40 = 1200 \text{ м}^2$. Удельное сопротивление верхнего слоя грунта $\rho_1 = 500 \text{ Ом/м}$ (с учетом промерзания), при $h_1 = 2 \text{ м}$; удельное сопротивление нижнего слоя грунта $\rho_2 = 100 \text{ Ом/м}$. Глубина заложения $t = 0,7 \text{ м}$; длина вертикального заземлителя $l_3 = 5 \text{ м}$.

При использовании естественных заземлителей, что дает значительную экономию средств и предписывается ПУЭ, сопротивление искусственного заземлителя

$$R_{и} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e + R_3}, \quad (13.1)$$

где R_e – сопротивление естественного заземлителя.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета $l = 120 \text{ м}$; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $s = 50 \text{ мм}^2$; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{оп} = 12 \text{ Ом}$.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{r_{оп} \frac{0,15l}{s \cdot n_T}}, \quad (13.2)$$

где n_T – количество тросов на опоре.

По (13.2):

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 120}{50}} = 1,04 \text{ Ом}.$$

Определяем по заданной предварительной схеме заземлителя суммарную длину горизонтальных электродов $L_T = 30 \cdot 11 + 40 \cdot 10 = 730 \text{ м}$; количество вертикальных электродов $n=110$.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде в виде квадратной решетки площадью $S_{ОРУ} = 30 \cdot 40 = 1200 \text{ м}^2$ и длиной одной стороны $\sqrt{S} = 34,64 \text{ м}$ (рисунок 13.10).

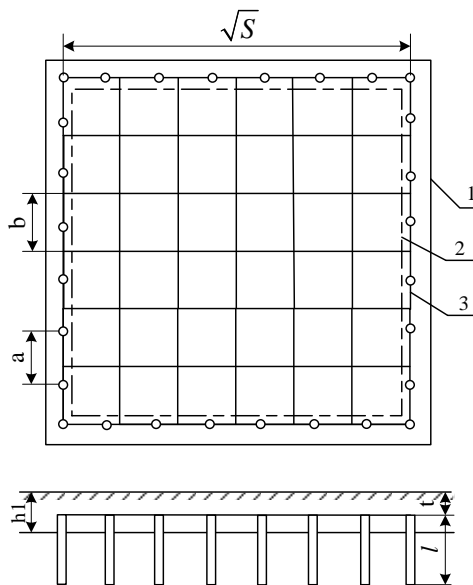


Рисунок 12.10 – Модель заземляющего устройства подстанции

На рисунке: 1 – ограждение подстанции;

2 – площадь, занятая оборудованием;

3 – заземляющий контур;

l – длина вертикальных заземлителей;

t – глубина заложения заземлителей;

h_1 – толщина верхнего слоя грунта;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

b – расстояние между горизонтальными заземлителями

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{(2 \cdot \sqrt{S})} - 1, \quad (13.3)$$

По (13.3):

$$m = \frac{730}{(2 \cdot 34,64)} - 1 = 9,53 \text{ шт.}$$

Принимаем $m=10$

Рассчитаем уточненную суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m+1) \cdot \sqrt{S}, \quad (13.4)$$

По (13.4):

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot 1034,64 = 692,8 \text{ м.}$$

А также:

Длину стороны ячейки в модели

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (13.5)$$

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

По (13.5):

$$b = \frac{34,64}{10} = 3,46 \text{ м.}$$

Расстояние между электродами в модели

$$a = \frac{4\sqrt{S}}{n}, \quad (13.6)$$

По (13.6):

$$a = \frac{4 \cdot 34,64}{110} = 1,26 \text{ м.}$$

Суммарную длину вертикальных электродов

$$L_{BS} = l_B \cdot n; \quad (13.7)$$

По (13.7):

$$L_{BS} = 5 \cdot 110 = 550 \text{ м.}$$

Относительную глубину погружения в землю вертикального заземлителя

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}}, \quad (13.8)$$

По (13.8):

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,7}{34,64} = 0,164 \text{ м.}$$

Относительную длину верхней части вертикального заземлителя, т.е части, находящейся в верхнем слое земли:

$$L_{\text{отн}} = \frac{h - t_B}{l_B}; \quad (13.9)$$

По (13.9):

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

Располагая значениями ρ_1 и ρ_2 находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли ρ_3 по формуле

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k; \quad (13.10)$$

Поскольку $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{500}{100} = 5 \leq 10$, значение k определяем по уравнению

$$k = 0,43(L_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln(\frac{a\sqrt{2}}{l_B})); \quad (1) \quad 3.11)$$

По (13.11):

$$k = 0,43(0,26 + 0,272 \cdot \ln(\frac{1,26\sqrt{2}}{5})) = -0,008.$$

Тогда по выражению (12.10)

$$\rho_{\text{э}} = 100 \cdot 5^{-0,008} = 98,72 \text{ Ом/м.}$$

Сопротивление заземлителя находим по выражению

$$r_3 = \frac{A \cdot \rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}\Sigma}}, \quad (1) \quad 3.12)$$

где A – коэффициент при $0,1 \leq t_{\text{отн}} \leq 0,5$, определяемый по выражению:

$$A = 0,385 - 0,25t_{\text{отн}}, \\ A = 0,260.$$

По (13.12):

$$r_3 = \frac{0,260 \cdot 98,72}{34,64} + \frac{98,72}{623,52 + 550} = 0,82 \text{ Ом.}$$

Найдем сопротивление искусственного заземлителя по выражению (13.1):

$$R_{\text{и}} = \frac{1,04 \cdot 0,82}{1,04 + 0,82} = 0,46 \text{ Ом}$$

Согласно ПУЭ п. 1.7.90 [12], заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 111 |

13.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Различают три типа освещения: естественное, искусственное и совмещенное. Искусственное освещение делится на: рабочее, аварийное, эвакуационное. Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

На понижающей подстанции 110/10кВ группы цехов тракторного завода рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории соответствует установленным требованиям (СП 52.13330.2011).

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

На щитах управления подстанции, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения обеспечивают на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк; две лампы присоединены к шинам постоянного тока через предохранители и автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение на подстанции обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 5 лк на уровне пола.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на подстанции и на диспетчерском пункте аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею. Сеть аварийного освещения не имеет штепсельных розеток.

Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения переключается на аккумуляторную батарею. На подстанции тракторного завода предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение является основным и выполнено во всех помещениях и на открытых участках территории (ОРУ). Аварийное освещение предусмотрено в тех помещениях, где должна быть обеспечена безопасная эксплуатация технологического оборудования. На территории ОРУ аварийное освещение не предусмотрено.

Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Прожектора размещаются на возвышениях: крыше здания ОПУ, мачтах молниеотводов, площадках обслуживания, на порталах ОРУ. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа РО42–700 с газоразрядной лампой ДРЛ-700, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 112 |

Таблица 13.3 – Параметры прожектора РО42–700

| Тип прожектора | Максимальная сила света, кд, не менее | Углы рассеивания до 0,1 максимальной силы света, град, не менее | | КПД %, не менее | Габаритные размеры, мм, не более | | |
|----------------|---------------------------------------|---|--------------------------|--------------------|----------------------------------|-----|-----|
| | | в горизонтальной плоскости | в вертикальной плоскости | | Н | В | L |
| РО42–700 | 46 000 | – | 17 | 72 | 610 | 677 | 272 |

Таблица 13.4 – Параметры дуговой ртутной лампы ДРЛ-400

| Тип лампы | Напряжение сети, В | Мощность, Вт | Световой поток, лм | Средняя продолжительность горения, ч | Тип цоколя |
|-----------|--------------------|--------------|--------------------|--------------------------------------|------------|
| ДРЛ-250 | 220 | 250 | 13 500 | 12 000 | Е-40 |

Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции обеспечен светильниками с автономным питанием.

В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого на ОРУ (автотрансформаторов, коммутационного оборудования), высоких порталов и опор образуются резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной освещенности на рабочих местах освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ.

Группы прожекторов располагаются с учетом размещения основного оборудования и отходящих линий электропередачи высокого напряжения.

Рассчитаем освещенность ОРУ подстанции сельско-хозяйственного завода, площадь которого составляет 1800 м².

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$S\Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (1 \quad 3.13)$$

где E_n – норма освещенности, лк;

S – площадь ОРУ, м²;

k_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_3 = 1,2 \dots 1,8$);

k_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_n = 1,15 \dots 1,5$).

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_n = 10$ лк (СП 52.13330.2011).

Согласно (13.13):

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1800 \cdot 1,8 \cdot 1,15 = 37260 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma \Phi}{\Phi_{л} \cdot \eta}, \quad (13.14)$$

где $\Phi_{л}$ – световой поток лампы прожектора;
 η – КПД прожектора.

По (13.14):

$$N = \frac{37260}{13500 \cdot 0,72} = 3,83.$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{3000}}, \quad (13.15)$$

где I_{\max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

По (13.15):

$$H = \sqrt{\frac{46000}{3000}} = 3,92 \text{ м.}$$

Исходя из расчета примем к установке 4 прожектора типа РО42–250 с газоразрядными ртутными лампами ДРЛ-250, установленными на высоте 4м.

13.4 Пожарная безопасность

13.4.1 Категория пожарной опасности

По НПБ 105-03 определим категории пожарной безопасности имеющиеся помещения.

Таблица 13.5 – Категории пожарной опасности

| Помещение | Категория |
|-----------|----------------|
| ОПУ | B ₄ |
| КРУН | B ₄ |
| ОРУ | B _H |

13.4.2 Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях (например, во время гро-

- 7 – трубопровод;
- 8 – фильтр;
- 9 – колодец.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 16 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.

В соответствии с ПУЭ расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТДНС – 16000/110/10, должно быть не менее 1,25м.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

13.4.3 Пожарная безопасность ОПУ

ОПУ относится к категории Е по пожарной опасности – горение электроустановок под напряжением. Для помещения ОПУ выберем следующие средства пожаротушения (ЩП-Е):

Таблица 12.6 – Комплектация щита ЩП-Е

| Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизованного инструмента и инвентаря | ЩП-Е |
|---|------|
| Огнетушители углекислотные с массой заряда 3 кг (ОУ-3) | 2 |
| Огнетушители порошковые (ОП) с массой заряда 4 кг (ОП-4) | 2 |
| Крюк пожарный | 1 |
| Диэлектрические ножницы | 1 |
| Диэлектрический коврик 0,5х0,5 м | 1 |
| Боты диэлектрические | 1 |
| Кошма(противопожарное полотно) ПП-300 | 1 |
| Лопата совковая | 1 |
| Ящик для песка 0,5 м ³ | 1 |

13.5 Расчет молниезащиты подстанции

Молния – это электрический разряд в атмосфере между заряженным облаком и землей или между разноименно заряженными частями облака. Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции будем использовать стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рисунок 13.12).

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования. ,

Где планируется расположение подстанции, характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 13.13).

Формула (13.16) для расчетов применена в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

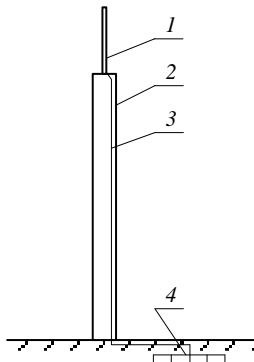


Рисунок 13.12 – Конструкция стержневого молниеотвода

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \quad (13.16)$$

где h – высота стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м;

p – коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30\text{м};$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h > 30\text{м}.$$

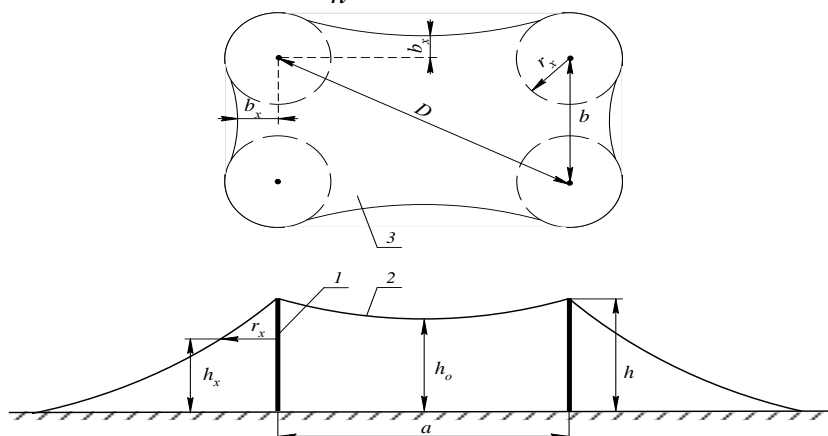


Рисунок – 12.13 Молниезащита подстанции

На рисунке: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода;

3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли

$$D = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{80^2 + 76^2} = 110 \text{ м},$$

где $a = 80$ м, $b = 76$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 117 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | | | | |

Высота защищаемого объекта $h_x = 11$ м.

Примем, что высота молниеотвода $h < 30$ м ($p = 1$), тогда из формулы (13.16) выразим:

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8} = \frac{110 + 8 \cdot 11}{8} = 24,75 \text{ м.}$$

Примем высоту молниеотвода 25 м.

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

$$\begin{aligned} D &\leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \\ 110 &\leq 8 \cdot 1 \cdot (25 - 11), \\ 110 &\leq 112. \end{aligned}$$

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003.

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполнена с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе был произведен расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрена электро и пожаробезопасность подстанции 110/10 кВ. Так же был произведен расчёт освещения открытого распределительного устройства.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 118 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проект электроснабжения выполнен на основании руководящих указаний по проектированию СЭС и с соблюдением всех нормативных требований и правил. Результаты, полученные в ходе выполнения проекта, полностью удовлетворяют требованиям ПУЭ, ПТБ, и других документов. Разработки и исследования в проекте имеют в настоящее время важное практическое значение. Ключевые решения, принимаемые в проекте имеют за собой сравнительный анализ с альтернативными и экономически наиболее выгодны.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 119 |

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 <http://www.schneider-electric.ru>.
- 2 <http://opnzeu.ru/prod3.htm>.
- 3 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 576 с.
- 4 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства/ под общ. ред. профессоров МЭИ. – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.
- 5 Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2008. – 704 с.
- 6 <http://www.uetm.ru/products/146/170>.
- 7 Справочник по проектированию электрических сетей / под. ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.: 95 ил.
- 8 СН 174-75. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. – Введ. 2004–01–01. – М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004. – 138 с.
- 9 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 168 с.
- 10 <http://www.electroshield.ru/komplektnye-raspredustroystva-kru-70>.
- 11 <http://tavrida.com/solutions/VCB>.
- 12 <http://www.electroshield.ru/vna-seshch-10-kv>.
- 13 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3: Защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 161 с.
- 14 <http://www.complectprom.ru/produkcija/tokoprovody>.
- 15 http://www.schneider-electric.ru/documents/product-services/ru/product-launch/micrologic-e/compact_catalogue_2011.pdf.
- 16 <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/1007-masterpact-nw>.
- 17 ГОСТ 51317.2.4-2000. Совместимость технических средств. Электромагнитная обстановка. – Введ. 2008-01-01. М.: Изд-во стандартов, 2000. – 16с.
- 18 Жежеленко, И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 252с., 74ил.
- 19 ГОСТ Р 52725-2007. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. – Введ. 2002-01-01. М.: Изд-во стандартов, 2002. – 16с.
- 20 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6–10–110–220 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.
- 21 Хорольский, В.Я. Технико-экономические расчеты распределительных электрических сетей. – Ростов н/Д: «Терра Принт», 2009. – 132с.

| | | | | | | |
|------|------|----------|----------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | .Подпись | Дата | | 120 |

22 Зайцев, Н.Л. Экономика, организация и управление предприятием: Учеб. пособие. – 2-е изд., доп. – М.: ИНФРА-М, 2008. – 455с.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2017.131.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 121 |