

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

Политехнический институт
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

В. И. Пантелеев

«__» _____ 2002 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

140211.65 – Электроснабжение

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЗАВОДА СРЕДНЕГО
МАШИНОСТРОЕНИЯ**

Пояснительная записка

| | | |
|---|-------|-------------------|
| Руководитель | _____ | Т. И. Танкович |
| Выпускник | _____ | Д. А. Кривошеев |
| Консультанты по разделам: | | |
| Экономика | _____ | Т. И. Поликарпова |
| Безопасность и экологичность проекта | _____ | В. В. Храмов |
| Нормоконтролёр | _____ | Т. И. Танкович |

Красноярск 2016

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

Политехнический институт
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ В. И. Пантелеев

« ____ » _____ 2002 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Студенту Кривошееву Денису Анатольевичу
Группа ЗФЭ 10-05 Направление (специальность) 140211.65
Электроснабжение

Тема выпускной квалификационной работы Электроснабжение завода среднего машиностроения

Утверждена приказом по университету № 4045/с от 24.03.2016 г.

Руководитель ВКР Т. И. Танкович, доцент

Исходные данные для ВКР

1. Генеральный план завода. 2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода. 3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два силовых трансформатора мощностью по 40 МВ·А, напряжением 110/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают раздельно. 4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 12 км. 5. Выдаваемая реактивная мощность предприятию 2050,14 квар. 6. Стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч задает консультант по экономической части

Перечень разделов ВКР 1. Расчёт электрических нагрузок. 2. Определение центра электрических нагрузок. 3. Сравнение вариантов внешнего электро-снабжения. 4. Выбор цеховых трансформаторов. 5. Компенсация реактивной мощности. 6. Расчёт токов КЗ. 7. Выбор оборудования. 8. Расчёт молниезащиты. 9. Расчёт заземляющих устройств. 10. Релейная защита трансформатора ГПП. 11. Безопасность и экологичность проекта. 12. Спецвопрос. 13. Экономическая часть.

Перечень графического материала 1. Генеральный план завода с картограммой нагрузок. 2. Техничко-экономическое сравнение вариантов. 3. Однолинейная схема электроснабжения. 4. План и разрез ГПП. 5. Релейная защита трансформатора. 6. Спецвопрос. 7. Техничко-экономические показатели схемы электроснабжения.

Руководитель ВКР _____

Т. И. Танкович

Студент _____

Д. А. Кривошеев

« ____ » _____ 2016 г

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 3 |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме: Электроснабжение завода среднего машиностроения

Текст 106 с., 5 рис., 37 табл., 24 источника, 1 прил.

Объектом исследования является завод среднего машиностроения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, КОММУТАЦИОННАЯ АППАРАТУРА.

Цель работы – оптимизация параметров системы электроснабжения.

Система электроснабжения промышленного предприятия является подсистемой энергосистемы, транспортных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей данного района. Система электроснабжения предприятия должна быть гибкой, допускать постоянное развитие технологии, рост мощности предприятий и изменения производственных условий.

Основными задачами, решаемыми в данном проекте, являются оптимизация параметров системы электроснабжения завода среднего машиностроения путём правильного выбора напряжения внешнего электроснабжения; определение электрических нагрузок и требований бесперебойного электроснабжения; выбор рационального числа и мощности трансформаторов, рациональной конструкции промышленных сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности; расчёт релейной защиты элементов системы электроснабжения предприятия; рассмотрение вопросов безопасности и экологичности проекта; экономический расчёт.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 4 |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 7 |
| 1 Требования к надёжности электроснабжения | 8 |
| 2 Определение расчетных электрических нагрузок | 9 |
| 2.1 Определение расчетных нагрузок по установленной мощности и коэффициенту спроса | 9 |
| 2.2 Определение расчетной нагрузки завода с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах | 10 |
| 2.3 Определение центра электрических нагрузок | 13 |
| 2.4 Определение числа и мощности трансформаторов ГПП | 15 |
| 3 Техничко-экономическое сравнение вариантов | 16 |
| 3.1 Первый вариант внешнего электроснабжения | 17 |
| 3.1.1 Капитальные затраты | 18 |
| 3.1.2 Ежегодные затраты | 20 |
| 3.1.3 Приведенные затраты | 23 |
| 3.2 Второй вариант внешнего электроснабжения | 23 |
| 3.2.1 Капитальные затраты | 23 |
| 3.2.2 Ежегодные затраты | 24 |
| 3.2.3 Приведенные затраты | 25 |
| 4 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов | 27 |
| 5 Выбор компенсирующих устройств | 29 |
| 5.1 Выбор числа и мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах | 29 |
| 5.2 Выбор высоковольтных батарей конденсаторов | 30 |
| 6 Выбор кабельных линий | 31 |
| 7 Расчёт токов короткого замыкания | 32 |
| 7.1 Составление схемы замещения | 32 |
| 7.2 Вычисление режимных параметров | 34 |
| 8 Выбор оборудования | 35 |
| 8.1 Выбор высоковольтных выключателей | 35 |
| 8.2 Выбор автоматических выключателей | 36 |
| 8.3 Выбор ОПН | 37 |
| 8.4 Выбор предохранителей | 37 |
| 8.5 Выбор разъединителей | 38 |
| 8.6 Выбор изоляторов | 38 |
| 8.7 Выбор измерительных трансформаторов тока | 39 |
| 8.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения | 43 |
| 8.9 Выбор трансформаторов собственных нужд | 44 |
| 9 Молниезащита и заземление | 45 |
| 9.1 Молниезащита | 45 |
| 9.2 Расчёт защитного заземления ГПП | 47 |
| 10 Релейная защита трансформатора ГПП | 50 |

ВВЕДЕНИЕ

Важнейшая задача энергетики – перейти к экономике высшей организации и эффективности со всесторонне развитыми производительными силами и производственными процессами, отношениями, хорошо отлаженными хозяйственными механизмами.

Переход к экономике высшей организации и эффективности, повсеместное внедрение новейших достижений науки и техники требует эффективного развития энергетического хозяйства страны. В настоящее время промышленность потребляет более 70% производственной в стране электроэнергии. Поэтому стоит актуальная задача: значительно улучшить структуру топливно-энергетического баланса, ускоренно развивать атомную энергетику, широко использовать возобновляемые источники энергии, последовательно проводить во всех отраслях хозяйства активную и целенаправленную работу по экономии топливно-энергетических ресурсов страны.

Необходимо повысить экономичность энергопроизводства, причем намечается, что производительность труда в электроэнергетике возрастает на 21-23%, а себестоимость электрической и тепловой энергии снизится на 4-5%.

Вся эта оперативно-хозяйственная работа должна опираться на трудовые коллективы. Для этого нужно расширять их права и хозяйственную самостоятельность, одновременно усиливая ответственность и заинтересованность в достижении высоких конечных результатов. Система электроснабжения предприятия, состоящая из сетей напряжением до 1000В и выше, трансформаторных и преобразовательных подстанций, служит для обеспечения требований производства путем подачи электроэнергии от источника питания к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества. Система электроснабжения промпредприятия является подсистемой технологической системы электроснабжения промпредприятия является подсистемой технологической системы производства, которая предъявляет определенные требования к электроснабжению. Основные задачи, решаемые при проектировании системы электроснабжения промпредприятия являются и заключаются в оптимизации параметров этой системы путем правильного выбора напряжений, определения электрических нагрузок и требований к бесперебойности электроснабжения, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, конструкций промышленных сетей, средств компенсации реактивной мощности и т.д.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 7 |

1 Требования к надёжности электроснабжения

Источником питания завода является подстанция неограниченной мощности. Подстанция удалена от завода на расстояние 12 км.

По обеспечению надёжности электроснабжения согласно ПУЭ электроприемники делятся на три категории:

1. Электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса.

2. Электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовым недоотпускам продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта.

3. Все остальные электроприемники, не подходящие под определение 1-й и 2-й категорий.

Питание электроприемников 1-й и 2-й категорий осуществляется от двух независимых источников питания. Электроснабжение электроприемников 3-категории осуществляется от одного источника питания.

На рассматриваемом заводе среднего машиностроения к потребителям первой категории относятся цех литейный цех (№ 1 на генплане), компрессорная, 10 кВ (№ 8 на генплане) и насосная (№ 9 на генплане). Остальные цеха относятся к электроприемникам второй категории.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 8 |

2 Определение расчетных электрических нагрузок

Правильное определение электрических нагрузок является основой рационального построения и эксплуатации системы электроснабжения промышленных предприятий.

Расчетной нагрузкой называют такую неизменную нагрузку, которая эквивалентна действительной неизменной нагрузке по тепловому воздействию. Она необходима для выбора оборудования и сечения проводников по условиям нагрева длительно допустимым током.

2.1 Определение расчетных нагрузок по установленной мощности и коэффициенту спроса

Для расчетов на стадии проектного задания при сравнении вариантов и других ориентировочных расчетах, когда отсутствуют точные данные об электроприемниках, расчетную активную нагрузку определим по формуле, кВт

$$P_p = K_c \cdot P_{ном}, \quad (2.1)$$

где K_c – коэффициент спроса;
 $P_{ном}$ – суммарная номинальная мощность электроприемников цеха, кВт.
Расчетную реактивную нагрузку определим по формуле, квар

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, который соответствует $\cos \varphi$ данной группы приемников.

Нагрузка освещенности находится по формуле, кВт

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{ном.о}, \quad (2.3)$$

где K_{co} – коэффициент спроса на осветительную установку;
 $P_{ном.о}$ – номинальная мощность осветительной установки.

$$P_{ном.о} = P_{уд} \cdot F, \quad (2.4)$$

где $P_{уд}$ – удельная плотность нагрузки на 1 м^2 производственной площади, кВт/м²;

F – площадь соответствующего цеха, м².

Полная расчетная мощность цеха, кВА

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 9 |

$$S_p = \sqrt{P_p + P_{po}} + Q_p^2 \quad (2.5)$$

Освещение цехов и территории завода рассчитываются по площади.

Рассмотрим расчет на примере литейного цеха (номер 1 на генплане). Номинальная мощность $P_{ном} = 700$ кВт, коэффициент спроса $K_c = 0,85$, $\cos\varphi = 0,7$, соответственно, $\operatorname{tg}\varphi = 1,02$. Площадь здания составляет 6836 м^2 . Коэффициент спроса осветительной нагрузки $K_{co} = 0,7$, удельная плотность нагрузки на 1 м^2 $P_{уд} = 0,015 \text{ кВт/м}^2$.

$$P_p = 0,85 \cdot 700 = 595 ,$$

$$Q_p = 595 \cdot 1,02 = 607,02 ,$$

$$P_{юм.о} = 0,015 \cdot 6836 = 102,54 ,$$

$$P_{po} = 0,7 \cdot 102,54 = 71,78 ,$$

$$S_p = \sqrt{595 + 71,78} + 607,02^2 = 901,7 .$$

Аналогично проводим расчет для остальных цехов. Результаты расчетов сводим в таблицу 2.1.

2.2 Определение расчетной нагрузки завода с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах

Так как цеховые трансформаторы и трансформаторы ГПП еще не найдены, то потери активной и реактивной мощности в них определим приближенно, кВт, квар

$$\Delta P_{ц.тр} = 0,02 \cdot S_p , \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_{ц.тр} = 0,1 \cdot S_p . \quad (2.7)$$

Тогда для цеховых трансформаторов

$$\Delta P_{ц.тр} = 0,02 \cdot 6864,77 = 137,3 ,$$

$$\Delta Q_{ц.тр} = 0,1 \cdot 6864,77 = 686,48 .$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 10 |

Таблица 2.1 – Расчет электрических нагрузок завода среднего машиностроения

| Наименование цехов | Силовая нагрузка | | | | | | Осветительная нагрузка | | | | | Суммарная мощность | | |
|-----------------------------|-------------------|-------|---------------|----------------------------|------------|-------------|------------------------|----------------------------------|----------|--------------------|---------------|----------------------|-------------|-------------|
| | $P_{ном},$ кВт | K_c | $\cos\varphi$ | $\operatorname{tg}\varphi$ | $P_p,$ кВт | $Q_p,$ квар | $F,$ м ² | $P_{удо},$ кВт/м ² | K_{co} | $P_{номо},$ кВт | $P_{po},$ кВт | $P_p+P_{po},$ кВт | $Q_p,$ квар | $S_p,$ кВ·А |
| Потребители энергии 0,38 кВ | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 Литейный цех | 700 | 0,85 | 0,7 | 1,02 | 595,00 | 607,02 | 6836 | 0,015 | 0,70 | 102,54 | 71,78 | 666,78 | 607,02 | 901,70 |
| 2 Механический цех | 900 | 0,85 | 0,75 | 0,88 | 765,00 | 674,67 | 11719 | 0,015 | 0,85 | 175,78 | 149,41 | 914,41 | 674,67 | 1136,37 |
| 3 Инструментальный цех | 400 | 0,8 | 0,8 | 0,75 | 320,00 | 240,00 | 11719 | 0,015 | 0,85 | 175,78 | 149,41 | 469,41 | 240,00 | 527,21 |
| 4 Штамповочный цех | 400 | 0,8 | 0,8 | 0,75 | 320,00 | 240,00 | 11719 | 0,015 | 0,75 | 175,78 | 131,84 | 451,84 | 240,00 | 511,62 |
| 5 Сборочный цех | 250 | 0,8 | 0,85 | 0,62 | 200,00 | 123,95 | 23750 | 0,015 | 0,90 | 356,25 | 320,63 | 520,63 | 123,95 | 535,18 |
| 6 Кузнечный цех | 900 | 0,75 | 0,75 | 0,88 | 675,00 | 595,29 | 10156 | 0,015 | 0,80 | 152,34 | 121,88 | 796,88 | 595,29 | 994,68 |
| 7 Экспериментальный цех | 280 | 0,75 | 0,85 | 0,62 | 210,00 | 130,15 | 4570 | 0,015 | 0,80 | 68,55 | 54,84 | 264,84 | 130,15 | 295,09 |
| 8 Компрессорная | 120 | 0,85 | 0,75 | 0,88 | 102,00 | 89,96 | 6445 | 0,015 | 0,70 | 96,68 | 67,68 | 169,68 | 89,96 | 192,05 |
| 9 Насосная | 900 | 0,8 | 0,75 | 0,88 | 720,00 | 634,98 | 9883 | 0,015 | 0,70 | 148,24 | 103,77 | 823,77 | 634,98 | 1040,09 |
| 10 Лаборатория | 200 | 0,8 | 0,9 | 0,48 | 160,00 | 77,49 | 8984 | 0,015 | 0,85 | 134,77 | 114,55 | 274,55 | 77,49 | 285,28 |
| 11 Ремонтно-механический | 250 | 0,75 | 0,75 | 0,88 | 187,50 | 165,36 | 4570 | 0,015 | 0,85 | 68,55 | 58,27 | 245,77 | 165,36 | 296,22 |
| 12 Заводоуправление | 60 | 0,8 | 0,9 | 0,48 | 48,00 | 23,25 | 7031 | 0,015 | 0,90 | 105,47 | 94,92 | 142,92 | 23,25 | 144,80 |
| 13 Освещение территории | | | | | | | 639492 | 0,00016 | 1,00 | 102,32 | 102,32 | 102,32 | 0,00 | 102,32 |
| Итого по 0,4 кВ | 5360 | | | | 4302,50 | 3602,11 | | | | | 1541,29 | 5843,79 | 3602,11 | 6864,77 |
| Синхронные двигатели 10 кВ | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 Компрессорная | 1100 | 0,9 | | | 990,00 | 0,00 | | | | | | 990,00 | 0,00 | 990,00 |
| Итого по 10 кВ | 1100 | | | | 990,00 | 0,00 | | | | | | 990,00 | 0,00 | 990,00 |
| Всего | 6460 | | | | 5292,50 | 3602,11 | | | | | | 6833,79 | 3602,11 | 7725,02 |

ДЛ – 140211.65 ПЗ

Изм.

Лист

№ док.

Подпись

Дата

11

Лист

Мощность компенсирующих устройств, необходимая для установки на заводе, квар

$$Q_{\text{ку}} = Q_{p\Sigma 0,4\text{кВ}} + \Delta Q_{\text{ЦТ}} - Q_{\text{Э}}, \quad (2.8)$$

где $Q_{\text{Э}}$ – реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой (см. задание), квар

$$Q_{\text{ку}} = 3602,11 + 686,48 - 2050,14 = 2238,45 .$$

Нескомпенсированная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки, будет равна, квар

$$Q_{10\text{кВ}} = Q_{p\Sigma 0,4\text{кВ}} \cdot K_{\text{рм}} - Q_{\text{ку}}, \quad (2.9)$$

где $K_{\text{рм}}$ - коэффициент разновременности максимумов.

$$Q_{10\text{кВ}} = 3602,11 \cdot 0,9 - 2238,45 = 1003,45 .$$

Потери активной мощности в батареях статических конденсаторов, кВт

$$\Delta P_{\text{КУ}} = P_{\text{ю}} \cdot Q_{\text{КУ}}, \quad (2.10)$$

где $P_{\text{уд}}$ - удельные потери в БСК, кВт/кВар.

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 2238,45 = 4,48 .$$

Активная суммарная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки и с учетом потерь в компенсирующих устройствах, кВт

$$P_{10\text{кВ}} = (P_{p\Sigma 10\text{кВ}} + P_{p\Sigma 0,4\text{кВ}}) \cdot K_{\text{рм}} + P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{ЦТ}} + \Delta P_{\text{ку}} ; \quad (2.11)$$

$$P_{10\text{кВ}} = 5292,5 \cdot 0,9 + 1541,29 + 137,3 + 4,48 = 6446,32 .$$

Полная мощность на шинах 10 кВ ГПП, кВА

$$S_{p10\text{кВ}} = \sqrt{P_{10\text{кВ}}^2 + Q_{10\text{кВ}}^2} ; \quad (2.12)$$

$$S_{p10\text{кВ}} = \sqrt{6446,32^2 + 1003,45^2} = 6523,95 .$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 12 |

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга. Угол сектора α определяется из соотношения активной суммарной нагрузки цеха и осветительной нагрузки по формуле:

$$\alpha = \frac{P_{poi}}{P_{pi}} \cdot 360, \quad (2.17)$$

где P_{poi} – осветительная нагрузка цеха, кВт.

Центр нагрузок предприятия можно определить по формулам, м

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (2.18)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (2.19)$$

где x_i, y_i - координаты центра электрической нагрузки i -го потребителя

Расчет центра нагрузок приводится в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Определение центра электрических нагрузок участка добычи

| № Цеха | P_p+P_{po} , кВт | P_{po} , кВт | г, мм | α , град | х, м | у, м | $(P_p+P_{po}) \cdot x$ | $(P_p+P_{po}) \cdot y$ |
|----------------------------|--------------------|----------------|-------|-----------------|------|------|------------------------|------------------------|
| Потребители энергии 0,4 кВ | | | | | | | | |
| 1 | 666,78 | 71,78 | 14,57 | 38,75 | 356 | 113 | 237539,43 | 75012,45 |
| 2 | 914,41 | 149,41 | 17,07 | 58,82 | 631 | 263 | 577223,88 | 240033,69 |
| 3 | 469,41 | 149,41 | 12,23 | 114,59 | 631 | 200 | 296317,63 | 93882,81 |
| 4 | 451,84 | 131,84 | 12,00 | 105,04 | 631 | 138 | 285221,44 | 62127,44 |
| 5 | 520,63 | 320,63 | 12,88 | 221,70 | 631 | 506 | 328644,53 | 263566,41 |
| 6 | 796,88 | 121,88 | 15,93 | 55,06 | 394 | 338 | 313769,53 | 268945,31 |
| 7 | 264,84 | 54,84 | 9,18 | 74,55 | 125 | 150 | 33105,47 | 39726,56 |
| 8 | 169,68 | 67,68 | 7,35 | 143,59 | 294 | 256 | 49842,26 | 43479,42 |
| 9 | 823,77 | 103,77 | 16,20 | 45,35 | 856 | 394 | 705352,66 | 324359,25 |
| 10 | 274,55 | 114,55 | 9,35 | 150,20 | 269 | 581 | 73785,52 | 159582,64 |
| 11 | 245,77 | 58,27 | 8,85 | 85,35 | 125 | 250 | 30721,44 | 61442,87 |
| 12 | 142,92 | 94,92 | 6,75 | 239,09 | 663 | 638 | 94685,74 | 91112,70 |
| 13 | 102,32 | 102,32 | 5,71 | 360,00 | 478 | 334 | 48921,15 | 34212,83 |
| Синхронные двигатели 10 кВ | | | | | | | | |
| 8 | 990,00 | | 17,76 | | 294 | 256 | 290812,50 | 253687,50 |
| Всего | 6833,79 | | | | | | 3365943,17 | 2011171,89 |

Координаты центра нагрузок $x_0 = 492,54$ м; $y_0 = 294,3$ м.

2.4 Определение числа и мощности трансформаторов ГПП

Номинальное напряжение – один из важнейших пространственных параметров системы электроснабжения, определяющий её размер, а, следовательно, и мощность. Определим рациональное напряжение системы внешнего электроснабжения по формуле Стила, кВ

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot (P_p + P_{po})}; \quad (2.20)$$

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{12 + 16 \cdot (6,446 + 0,13)} = 46,99 .$$

Определив рациональное напряжение, рассчитаем приведенные затраты на электрические сети и подстанции при стандартных напряжениях и выберем оптимальное напряжение, при котором приведенные затраты будут минимальными. Рассчитываем два варианта по технико-экономическим затратам 35 и 110 кВ.

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

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, МВА

$$S_m \geq \frac{S_{pBH}}{K_3 \cdot n_m}, \quad (2.21)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;
 n_m – число трансформаторов.

$$S_m = \frac{6782,04}{0,7 \cdot 2} = 4844,31 .$$

Принимаем стандартную мощность трансформатора $S_{ст.тр} = 6300$ кВ·А.
Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$$K_{з.нр} = \frac{S_{pBH}}{n_m \cdot S_{н.м.т}} \leq 0,7; \quad (2.22)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{6782,04}{2 \cdot 6300} = 0,54 < 0,7 .$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 15 |

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме

$$K_3^{a.p.} = \frac{S_{pBH}}{S_{ном.т}} \leq 1,4, \quad (2.23)$$

$$K_3^{a.p.} = \frac{6782,04}{6300} = 1,08 < 1,4.$$

Таблица 2.3 – Каталожные данные трансформатора

| Тип | S _{ном.} , МВА | Напряжение обм. | | | Потери, кВт | | U _к , % ВН-НН | К, тыс. руб. |
|-------------|----------------------------|-----------------|----|------|-----------------|-----------------|-----------------------------|--------------------|
| | | ВН | СН | НН | P _{xx} | P _{кз} | | |
| ТМ-6300/110 | 6,3 | 121,0 | - | 10,5 | 9,5 | 43 | 10,5 | 19,19 |
| ТМ-6300/35 | 6,3 | 35,0 | - | 10,5 | 7,6 | 46 | 7,5 | 11,3 |

3 Техничко-экономическое сравнение вариантов

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП). Если имеются потребители первой категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин подстанции энергосистемы 110 кВ воздушной линией с установкой на территории предприятия ГПП с двумя трансформаторами ТМ-6300/110 (1-й вариант) и воздушной линией 35 кВ, с установкой на территории предприятия ГПП с двумя трансформаторами ТМ-6300/35 (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно вариантам представлены на рисунке 3.1. Итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

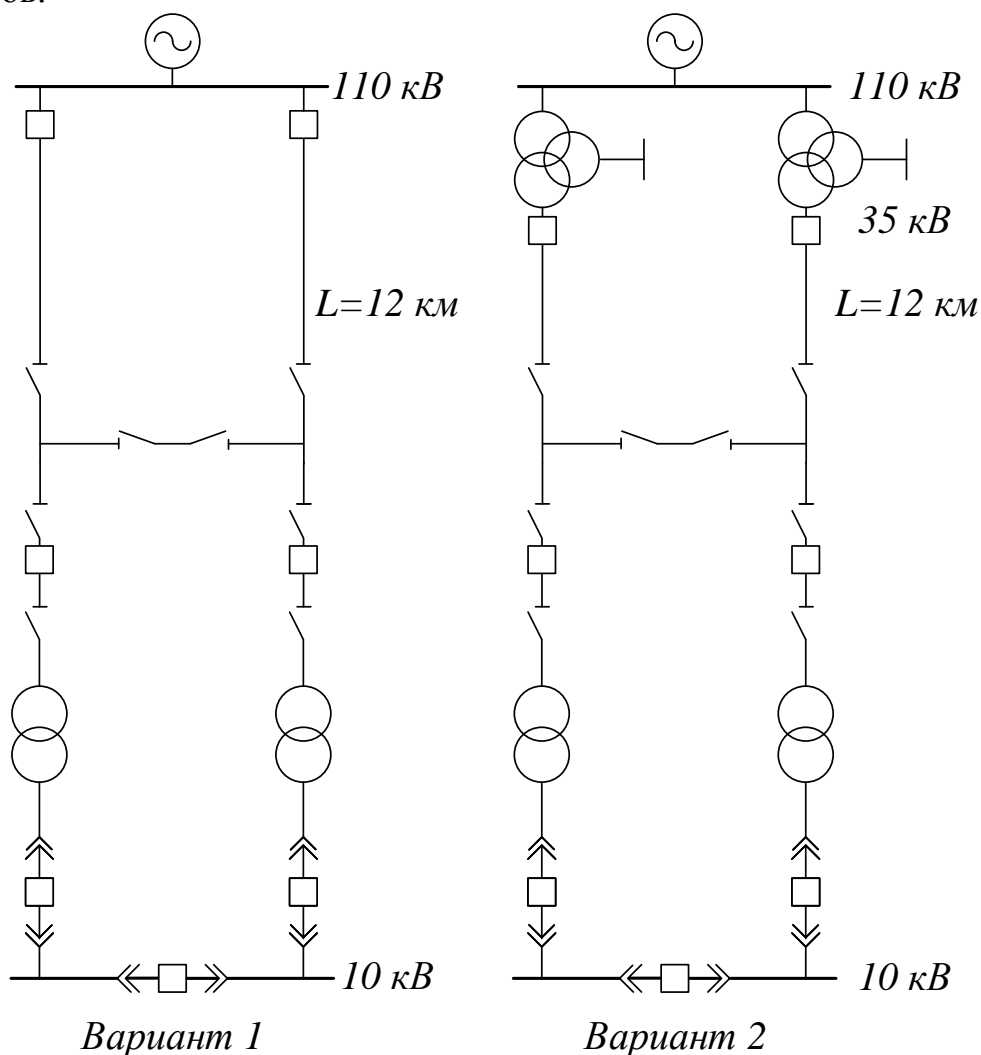


Рисунок 3.1 – Варианты схем электроснабжения

Приведенные затраты определяются по формуле, тыс. руб.

$$Z = E \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} \rightarrow \min, \quad (3.1)$$

где E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;
 K_{Σ} – суммарные капвложения в схему электроснабжения, тыс. руб.;
 I_{Σ} – суммарные издержки, тыс. руб.
 E принимается как норма дисконта по ключевой ставке ЦБ РФ, равной 11%.

3.1 Первый вариант внешнего электроснабжения

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

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (3.2)$$

где n – число цепей.

$$I_{p.об.} = \frac{6782,04}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 17,8.$$

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

$$F = \frac{I_{p.об.}}{j_{ЭК}}, \quad (3.3)$$

где $j_{ЭК}$ – нормированное значение экономической плотности тока, выбираемое по [6] в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки. Для завода среднего машиностроения $T_{макс} = 4100$ ч [6], соответственно экономическая плотность тока $j_{ЭК} = 1,1$ А/мм².

$$F = \frac{17,8}{1,1} = 16,18.$$

Принимаем стандартное сечение $S_{станд} = 70$ мм².

Для провода АС-70 $I_{доп} = 265$ А [2]; $I_{доп} > I_{p.об.}$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 18 |

3.1.1 Капитальные затраты

Капитальные вложения в схему электроснабжения составляют, тыс. руб.

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ГПП}, \quad (3.4)$$

где $K_{ЛЭП}$ – капиталовложения на сооружение линии электропередачи, тыс. руб.;

$K_{ГПП}$ – капиталовложение на сооружение ГПП, тыс. руб.

$$K_{ЛЭП} = K_W + K_Q, \quad (3.5)$$

где K_W – капиталовложение на сооружение воздушной линии, тыс. руб.;

K_Q – капиталовложение в выключатели, тыс. руб.

$$K_W = K_{y\partial} \cdot l, \quad (3.6)$$

где $K_{y\partial}$ – стоимость сооружения 1 км воздушной линии со стальными двухцепными опорами, тыс. руб./км [2];

l – протяжённость линии (см. задание), км.

$$K_Q = n \cdot K'_Q, \quad (3.7)$$

где K'_Q – стоимость одной ячейки с выключателем, тыс. руб. [2].

Капитальные вложения в ГПП составляют, тыс. руб.

$$K_{ГПП} = K_T + K_Q, \quad (3.8)$$

где K_T – капитальные затраты в трансформаторы на ГПП, тыс. руб.

$$K_T = n \cdot K'_T, \quad (3.9)$$

где K'_T – стоимость одного трансформатора (см. таблицу 2.3), тыс. руб.

Расчёт капитальных вложений с учётом территориального коэффициента ($K_{тер} = 1,4$) и учётом изменения цен при помощи коэффициента удорожания цен с 1984 года на 2016 ($K_{уд} = 196,6$) выполним в табличной форме и представлен в таблице 3.1.

$$I_{\Sigma} = \frac{o_w}{100} \cdot K_w + \frac{o_Q}{100} \cdot K_Q + \frac{o_T}{100} \cdot K_T + \frac{o_Q}{100} \cdot K_Q, \quad (3.12)$$

где o_w, o_Q, o_T - затраты на обслуживание воздушных линий, трансформаторов и выключателей соответственно, %, [2].

Расчёт ежегодных издержек представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчёт ежегодных издержек по первому варианту

| Показатель | Капитальные затраты, тыс. руб. | Норма амортизации | Норма обслуживания | Расчётная величина, тыс. руб. |
|-------------------------------|--------------------------------|-------------------|--------------------|-------------------------------|
| Линия | 70681,63 | 6,7 | | 4735,67 |
| Выключатель Q1 | 18198,87 | 6,7 | | 1219,32 |
| Трансформатор | 10569,22 | 6,7 | | 708,14 |
| Выключатель Q2 | 18198,87 | 6,7 | | 1219,32 |
| Итого затраты на амортизацию | | | | 7882,46 |
| Линия | 70681,63 | | 0,4 | 282,73 |
| Выключатель Q1 | 18198,87 | | 3,0 | 545,97 |
| Трансформатор | 10569,22 | | 3,0 | 317,08 |
| Выключатель Q2 | 18198,87 | | 3,0 | 545,97 |
| Итого затраты на обслуживание | | | | 1691,74 |
| Итого издержек | | | | 9574,19 |

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии равны

$$I_{\Sigma} = \beta' \cdot \Delta \mathcal{E}, \quad (3.13)$$

где β – ставка по одноставочному тарифу для соответствующего напряжения, руб.;

$\Delta \mathcal{E}$ – годовые потери электроэнергии, кВт·ч/год.

Потери электроэнергии находим из выражения, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭЛ}} + \Delta \mathcal{E}_T, \quad (3.14)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭЛ}}$ и $\Delta \mathcal{E}_T$ - потери электроэнергии в линии и трансформаторах соответственно, кВт·ч.

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = \Delta P \cdot \tau, \quad (3.15)$$

где ΔP – потери мощности в элементе системы электроснабжения, кВт;
 τ – время максимальных потерь, ч.

Потери мощности в воздушной линии определяются по формуле, кВт

$$\Delta P = \frac{(S_{рВН})^2}{U_{н\text{о}м}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (3.16)$$

где r_0 – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км, [2];
 l – длина воздушной линии, км;
 n – количество цепей.

$$\Delta P = \frac{6,782^2}{110^2} \cdot \frac{0,428 \cdot 12}{2} \cdot 10^3 = 9,76.$$

Время максимальных потерь определяется по формуле, ч

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot T_{\text{зод}}; \quad (3.17)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4100}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2497,97,$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = 9,76 \cdot 2497,97 = 24380,19.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах равны, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E}_m = n_m \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n_m} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{рВН}}{S_{н\text{о}м.м}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (3.18)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт;
 $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт.

$$\Delta \mathcal{E}_m = 2 \cdot 9,5 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 43 \cdot \left(\frac{6782,04}{6300} \right)^2 \cdot 2497,97 = 228679,38,$$

$$\Delta \mathcal{E} = 24380,19 + 228679,38 = 253059,57.$$

Плата за потреблённую электроэнергию первой ценовой категории для 110 кВ составляет 2,42599 руб./кВт·ч без НДС, тогда с учётом НДС ставка составит, руб./кВт·ч

$$\beta = 2,42599 \cdot 1,18 = 2,863.$$

$$I_{\text{тв}\Sigma} = 2,863 \cdot 253059,57 \cdot 10^{-3} = 724,51.$$

Таким образом, суммарные издержки по первому варианту равны, тыс. руб.

$$I_{\Sigma} = 9574,19 + 724,51 = 10298,7.$$

3.1.3 Приведенные затраты

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб.

$$З = 0,11 \cdot 117648,59 + 10298,7 = 23240,04.$$

3.2 Второй вариант внешнего электроснабжения

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

$$I_p = \frac{6782,04}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 55,94.$$

По величине расчётного тока и экономической плотности тока рассчитаем нестандартное сечение проводов линии 35 кВ, мм²

$$F = \frac{55,94}{1,1} = 50,85.$$

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

Для провода АС-70 $I_{\text{дон}} = 265 \text{ А}$ $I_{\text{дон}} > I_{p.ас}$

3.2.1 Капитальные затраты

Капиталовложения в схему электроснабжения по второму варианту представлены в таблице 3.3.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 23 |

Таблица 3.3 – Расчёт капиталовложений по второму варианту

| Составляющие затраты | Количество оборудования, шт., длина линии, км | Стоимость единицы в ценах 1984 г., тыс. руб. | Общая стоимость в ценах 1984 г., тыс. руб. | Общая стоимость с учётом территориального коэффициента, тыс. руб. | Общая стоимость с учётом изменения цен, тыс. руб. |
|---|---|--|--|---|---|
| Линия АС-70 на железобетонных двухцепных опорах | 12 | 19,5 | 234,00 | 327,60 | 64406,16 |
| Выключатель ВБЭК-35-25/630 УХЛ1 | 2 | 17,03 | 34,06 | 47,68 | 9374,67 |
| Итого по ЛЭП | | | | | 73780,83 |
| Трансформатор ТМ-6300/35 | 2 | 11,3 | 22,60 | 31,64 | 6220,42 |
| Выключатель ВБЭК-35-25/630 УХЛ1 | 2 | 17,03 | 34,06 | 47,68 | 9374,67 |
| Итого по ГПП | | | | | 15595,10 |
| Всего капиталовложений | | | | | 89375,93 |

3.2.2 Ежегодные затраты

Расчёт ежегодных издержек представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расчёт ежегодных издержек по второму варианту

| Показатель | Капитальные затраты, тыс. руб. | Норма амортизации | Норма обслуживания | Расчётная величина, тыс. руб. |
|-------------------------------|--------------------------------|-------------------|--------------------|-------------------------------|
| Линия | 64406,16 | 6,7 | | 4315,21 |
| Выключатель Q1 | 9374,67 | 6,7 | | 628,10 |
| Трансформатор | 6220,42 | 6,7 | | 416,77 |
| Выключатель Q2 | 9374,67 | 6,7 | | 628,10 |
| Итого затраты на амортизацию | | | | 5988,19 |
| Линия | 64406,16 | | 0,4 | 257,62 |
| Выключатель Q1 | 9374,67 | | 3 | 281,24 |
| Трансформатор | 6220,42 | | 3 | 186,61 |
| Выключатель Q2 | 9374,67 | | 3 | 281,24 |
| Итого затраты на обслуживание | | | | 1006,72 |
| Итого издержек | | | | 6994,91 |

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

Потери мощности в воздушной линии, кВт

$$\Delta P = \frac{6,782^2}{35^2} \cdot \frac{0,428 \cdot 12}{2} \cdot 10^3 = 96,42 .$$

Годовые потери электроэнергии в ЛЭП составляют, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = 96,42 \cdot 2497,97 = 240858,36 .$$

Потери электроэнергии в трансформаторах равны, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E}_m = 2 \cdot 7,6 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 46 \cdot \left(\frac{6782,04}{6300} \right)^2 \cdot 2497,97 = 199733,66 .$$

Суммарные потери электроэнергии, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E} = 240858,36 + 199733,66 = 440592,02 .$$

Ставка по одноставочному тарифу для 35 кВ составляет 2,58891 руб./кВт·ч без НДС, тогда с учётом НДС ставка составит, руб./кВт·ч

$$\beta = 2,58891 \cdot 1,18 = 3,055 .$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии равны, тыс. руб.

$$I_{\text{ПЭС}} = 3,055 \cdot 440592,02 \cdot 10^{-3} = 1346,01 .$$

Таким образом, суммарные издержки по второму варианту электро-снабжения равны, тыс. руб.

$$I_{\Sigma} = 6994,91 + 1346,01 = 8340,92 .$$

3.2.3 Приведенные затраты

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб.

$$Z = 0,11 \cdot 789375,93 + 8340,92 = 18172,27 .$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 25 |

Таблица 3.5 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения предприятия

| Показатель | Варианты | |
|--|-----------|----------|
| | 1 | 2 |
| Капитальные вложения, тыс. руб. | 117648,59 | 89375,93 |
| Ежегодные издержки, тыс. руб., в том числе | 9574,19 | 6994,91 |
| - амортизационные отчисления | 7882,46 | 5988,19 |
| - затраты на обслуживание | 1691,74 | 1006,72 |
| - потери электроэнергии | 724,51 | 1346,01 |
| Приведённые затраты, тыс. руб. | 23240,04 | 18172,27 |

Вывод – По приведенным затратам видно, что вариант 2 (35 кВ) более экономичен, чем вариант 1 (110 кВ). Исходя из этого, принимаем напряжение внешнего электроснабжения 35 кВ.

4 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в следующих случаях: при преобладании потребителей 1 категории; для сосредоточенной цеховой нагрузки; для цехов с высокой удельной плотностью нагрузок.

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производится по удельной плотности нагрузки, $\text{кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}, \quad (4.1)$$

где S_p – расчётная нагрузка цеха, $\text{кВ}\cdot\text{А}$;
 F – площадь цеха, м^2 .

При $\sigma_n < 0,2$ применяют трансформаторы мощностью до 1000 $\text{кВ}\cdot\text{А}$.

При $0,2 < \sigma_n < 0,3$ применяют трансформаторы мощностью 1600 $\text{кВ}\cdot\text{А}$.

При $\sigma_n > 0,3$ применяют трансформаторы мощностью 1600-2500 $\text{кВ}\cdot\text{А}$.

Результаты расчётов удельной плотности нагрузки по цехам представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Плотность нагрузки по цехам

| № цеха | 1 | 2 | 6 | 9 |
|---|------|------|------|------|
| $\sigma_n, \text{кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ | 0,13 | 0,10 | 0,10 | 0,11 |

Минимальное число цеховых трансформаторов для питания технологически связанных нагрузок определяется по формуле, шт.

$$N_{\min} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{НОМ}}} + \Delta N, \quad (4.2)$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформатора (при преобладании нагрузок первой категории для двухтрансформаторных ТП $K_3 = 0,65-0,7$; при преобладании нагрузок 2-й категории $K_3 = 0,7-0,8$; при преобладании нагрузок 3-й категории $K_3=0,9$);

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Оптимальное число трансформаторов, шт.

$$N_{\text{опт}} = N_{\min} + m, \quad (4.3)$$

где m – дополнительные трансформаторы

Результаты выбора цеховых трансформаторов сведём в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор цеховых трансформаторов

| Номер ТП | Пункт питания | Потребители э/э | P_p , кВт | $S_{\text{ном.т}}$, кВ·А | K_3 | $N_{\text{минрасч}}$ | N_{min} | $N_{\text{опт}}$ |
|----------|---------------|-----------------|-------------|---------------------------|-------|----------------------|------------------|------------------|
| 1 | 1 | 1,7,11 | 1177,39 | 1000 | 0,7 | 1,68 | 2 | 2 |
| 2 | 2 | 2,3,4 | 1835,66 | 1600 | 0,8 | 1,43 | 2 | 2 |
| 3 | 6 | 6,8 | 966,55 | 630 | 0,8 | 1,92 | 2 | 2 |
| 4 | 9 | 5,9,10,12 | 1761,87 | 1600 | 0,7 | 1,57 | 2 | 2 |

5 Выбор компенсирующих устройств

Одним из основных вопросов, решаемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий, является вопрос о компенсации реактивной мощности.

Передача значительного количества реактивной мощности из энергосистемы к потребителям нерациональна по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительные потери напряжения в питающих сетях.

Компенсация реактивной мощности с одновременным улучшением качества электроэнергии непосредственно в сетях промышленных предприятий является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности электроустановок предприятий.

5.1 Выбор числа и мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяют по формуле, квар

$$Q_{MAX.T} = \sqrt{(N_{OIT} \cdot K_3 \cdot S_{НОМ.Т})^2 - (P_p + P_{op})_{цеха}^2} \cdot \quad (5.1)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит, квар

$$Q_{НК1} = Q_{рцеха} - Q_{MAX.T} \cdot \quad (5.2)$$

Дополнительная мощность $Q_{НК2}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле, квар

$$Q_{НК2} = Q_{рцеха} - Q_{НК1} - \gamma \cdot N_{OIT} \cdot S_{НОМ.Т} \cdot \quad (5.3)$$

где γ - расчетный коэффициент, зависящий от коэффициента удельных потерь K_{p1} , который принимается по [1].

Суммарная мощность НБК цеха составляет, квар

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2} \cdot \quad (5.4)$$

Результаты выбора низковольтных батарей конденсаторов представлены в таблице 5.1.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 29 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | ДП – 140211.65 ПЗ | | | | | |

Таблица 5.1 – Выбор мощности низковольтных конденсаторных батарей

| Номер ТП | Q_p , квар | $Q_{\text{МАХ.Т}}$, квар | $Q_{\text{НК1}}$, квар | $Q_{\text{НК2}}$, квар | $Q_{\text{НК,расч.}}$, квар | $Q_{\text{НК,факт.}}$, квар | Количество и тип НБК |
|----------|--------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| 1 | 902,53 | 757,46 | 145,07 | -542,54 | 145,07 | 200 | 2×УКМ 58-04-100-33,3 УЗ |
| 2 | 1154,67 | 1784,36 | -629,69 | -925,33 | -629,69 | 0 | - |
| 3 | 685,25 | 286,08 | 399,17 | -532,92 | 399,17 | 400 | 2×УКМ 58-04-200-33,3 УЗ |
| 4 | 859,67 | 1383,27 | -523,60 | -1220,33 | -523,60 | 0 | - |
| Итого | 3602,11 | | | | | 600 | |

5.2 Выбор высоковольтных батарей конденсаторов

Суммарная расчетная мощность высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК) для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности, квар

$$\sum Q_{\text{вк}} = \sum Q_p + \Delta Q_{\text{ит}} + \Delta Q_{\text{т ГПП}} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{нкф}} - Q_{\text{сд}}, \quad (5.5)$$

где $\Delta Q_{\text{ит}}$ – суммарные реактивные потери в цеховых трансформаторах, квар;

$Q_{\text{нкф}}$ – реактивная мощность низковольтных конденсаторных батарей (см. таблицу 5.1), квар.

Суммарные реактивные потери в трансформаторах в зависимости от мощности трансформатора и его коэффициента загрузки выбираем по [1], квар

$$\Delta Q_{\text{ит}} = 2 \cdot 75 + 2 \cdot 33 + 2 \cdot 41 + 2 \cdot 62 = 422 .$$

Реактивная мощность двигателя, квар

$$Q_{\text{сд}} = \sum (P_{\text{исд}} \cdot K_{\text{сд}} \cdot \text{tg} \varphi), \quad (5.6)$$

$$Q_{\text{сд}} = 1100 \cdot 0,7 \cdot 1,33 = 1024,1 .$$

Суммарная расчетная мощность ВБК для всего завода, квар

$$Q_{\text{вк}} = 3602,11 + 422 + 652,39 - 2050,14 - 600 - 1024,1 = 1000,26 .$$

Устанавливаем две конденсаторные установки типа УКЛ 56-10,5-900 УЗ. Фактическая мощность

$$Q_{\text{вкфакт}} = 2 \cdot 900 = 1800 \text{ квар.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 30 |

6 Выбор кабельных линий

Для расчета токов короткого замыкания выбираем воздушные линии, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами. Расчетный ток линии находим по формуле (3.3), расчётное сечение по формуле (3.4). Пример расчетов представлен в разделе 3.2.1.

Выбираем кабель марки ПвП с медными жилами, изоляцией жил из сшитого полиэтилена. Проверку кабелей на термическую стойкость проведем после расчетов токов короткого замыкания.

Результаты расчетов сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор кабелей для схемы внутреннего электроснабжения

| ТП | S_p , кВ·А | Число кабелей | I_p , А | $F_{расч}$, мм ² | $F_{ст}$, мм ² | $I_{доп.ст}$, А |
|------------|--------------|---------------|-----------|------------------------------|----------------------------|------------------|
| ГПП - ТП-1 | 2000,00 | 2 | 57,74 | 23,09 | 25 | 120 |
| ГПП - ТП-2 | 3200,00 | 2 | 92,38 | 36,95 | 35 | 150 |
| ГПП - ТП-3 | 1260,00 | 2 | 36,37 | 14,55 | 16 | 95 |
| ГПП - ТП-4 | 3200,00 | 2 | 92,38 | 36,95 | 35 | 150 |
| ГПП - РП-1 | 990,00 | 2 | 28,58 | 11,43 | 16 | 120 |

7 Расчёт токов короткого замыкания

В электроустановках могут возникать различные виды коротких замыканий, которые сопровождаются резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системе электроснабжения, должно быть устойчивое к токам короткого замыкания и выбирается с учетом величин этих токов.

В современных электросистемах расчет токов короткого замыкания с учетом всех действительных условий очень сложен. Для выбора токоведущих частей и аппаратов достаточно приближённого определения токов КЗ, т.к. интервалы между значениями параметров, характеризующие различные типы аппаратов велики.

На практике расчет токов КЗ проводят с рядом допущений.

1. Отсутствие насыщения магнитных систем.
2. Сохранение симметрии трёхфазной системы до момента возникновения КЗ.
3. Пренебрежение токами намагничивания в трансформаторах.
4. Пренебрежение ёмкостными проводимостями.
5. Приближенный учет нагрузок.
6. Пренебрежение влияния ёмкостных сопротивлений элементов расчётной схемы на периодическую составляющую тока КЗ, если суммарное активное сопротивление схемы до точки КЗ не превышает 30 – 35% суммарного индуктивного сопротивления.

7.1 Составление схемы замещения

Для расчёта токов КЗ составляется расчётная схема, соответствующая нормальному режиму работы систем электроснабжения. В расчётную схему должны быть введены сверхпереходными сопротивлениями все генераторы, крупные синхронные и асинхронные двигатели, а также трансформаторы, воздушные и кабельные линии, которые связывают источники с местом КЗ.

В схему замещения вводим сверхпереходными сопротивлениями все трансформаторы, воздушные и кабельные линии, которые связывают источники с местом КЗ.

Расчетная схема для расчета токов короткого замыкания представлена на рисунке 7.1.

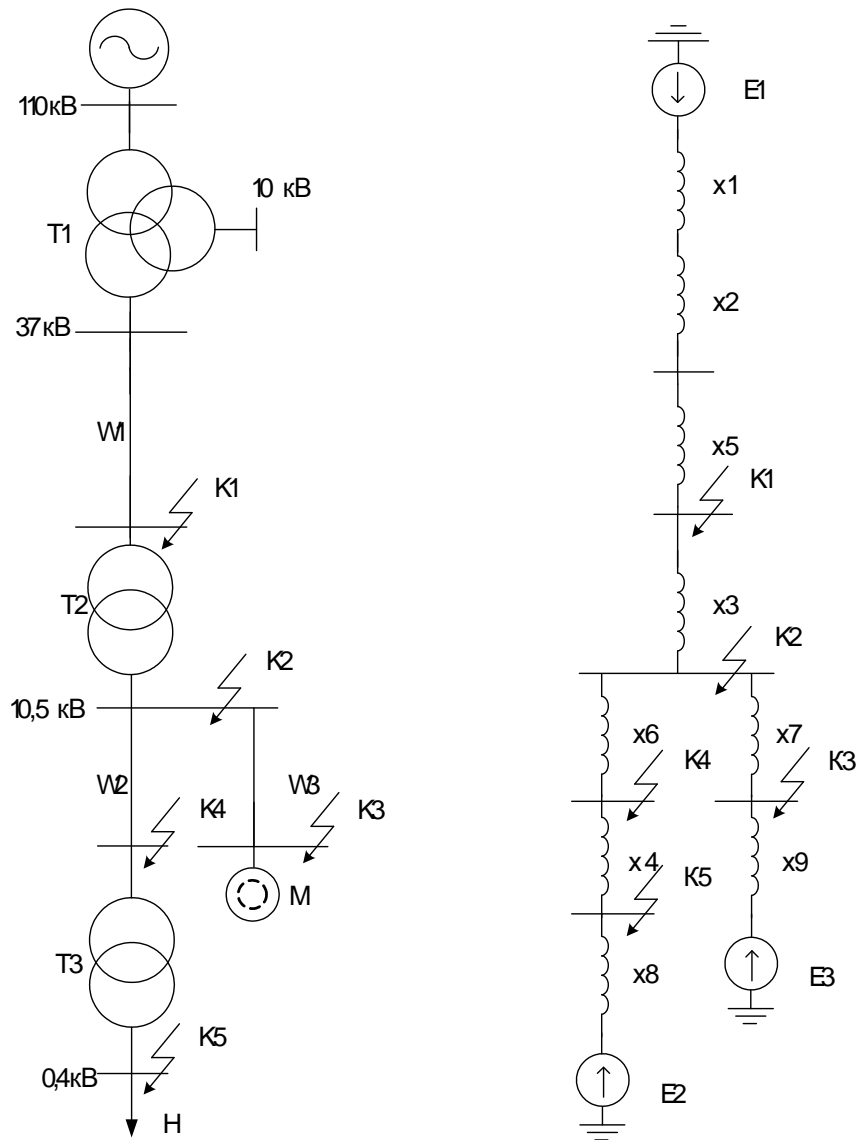


Рисунок 7.1 – Схема для расчетов токов КЗ

Расчет проводим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения [11], при базисных условиях.

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А} .$$

Базисные напряжения, кВ

$$U_{\sigma 1} = 37 ; U_{\sigma 2} = 10,5 ; U_{\sigma 3} = 0,4 .$$

Базисные токи, кА

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} , \tag{7.1}$$

8.3 Выбор ОПН

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливают ограничители перенапряжений типа: ОПН-35, ОПН-10.

Выбираем для защиты на высокой стороне ОПН/TEL-35/40,5-550 УХЛ1, на низкой - ОПН-РТ/TEL-10/10,5 УХЛ2.

Таблица 8.5 – Каталожные данные ОПН

| Тип | $U_{ном},$ кВ | Наибольшее $U_{доп},$ кВ | Номинальный разрядный ток, кА |
|--------------------------|------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| ОПН/TEL-35/40,5-550 УХЛ1 | 35 | 40,5 | 10 |
| ОПН-РТ/TEL-10/10,5 УХЛ2 | 10 | 10,5 | 10 |

8.4 Выбор предохранителей

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

Условия выбора:

1. По напряжению установки $U_{уст.} \leq U_{ном},$ кВ
2. По конструкции и роду установки.
3. По току отключения – $I_{п.о.} \leq I_{откл.п.},$ А.

По [2], выбираем предохранители ПКТ101-10-31,5-12,5У3.

1. $U_{уст} = U_{ном} = 10$ кВ.
2. Предохранитель предназначен для силовых трансформаторов внутренней установки.
3. $I_{п.о.} = 3447 \text{ А} < I_{откл.п.} = 12500 \text{ А}.$

8.5 Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва в электрической цепи без нагрузки (предварительно выключенной выключателем).

Выбираем разъединители на стороне 35 кВ РНДЗ-35/1000У1 [3]. На низкой стороне выбираем РВ-10/400УЗ [2].

Проверка условий выбора разъединителей приведена в таблице 8.4.

Таблица 8.6 – Каталожные данные разъединителей

| Тип | U _{ном} , кВ | U _{наиб.раб.} , кВ | I _{ном} , А | Стойкость при сквозных токах КЗ | | | |
|--------------------|--------------------------|--------------------------------|-------------------------|---------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| | | | | главных ножей | | заземляющих ножей | |
| | | | | Предел. сквозн. ток, кА | Ток термич. стойкости, кА | Предел. сквозн. ток, кА | Ток тер- мич. стойкости, кА |
| РВ-10/400 УЗ | 10 | 400 | 43 | 16 | - | - | РВ-10/400 УЗ |
| РНДЗ- 35/1000У1 | 35 | 1000 | 100 | 40 | 100 | 40 | РНДЗ- 35/1000У1 |

8.6 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жёсткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{уст.} = 10,5 \text{ кВ} = U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$.

2. По допускаяемой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$, Н.

По таблице [2] выбираем изоляторы ИП-10/400-375-11 УХЛ1.

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (8.2)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 700 = 20.$$

Расчётная сила, действующая на изолятор, Н

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_v^{(3)2}}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (8.3)$$

для проводов с медными жилами. Провода с площадью сечения более 6 мм² обычно не применяются.

Трансформаторы тока для присоединения счетчиков, по которым ведутся денежные расчёты, должны иметь класс точности 0,5. Для технического учета допускается применение трансформаторов тока класса точности 1, для включения указывающих приборов - не ниже 3, для релейной защиты - класса 10(P).

1. Выбираем трансформатор тока для подключения дифференциальной защиты со стороны высокого напряжения (ВН) ТА1. Схема соединения трансформаторов тока на стороне высшего напряжения – треугольник.

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А

$$I_{н.о.м}^{ВН} = \frac{S_{н.о.м}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.о.м}^{ВН}}, \quad (8.13)$$

$$I_{н.о.м}^{ВН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,92.$$

Определим расчётный первичный ток трансформаторов тока на стороне ВН, А

$$I_{1расч.}^{ТА1} = K_{сх} \cdot I_{н.о.м}^{ВН}, \quad (8.14)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы.

$$I_1^{ТА1} = \sqrt{3} \cdot 103,92 = 180.$$

Стандартное значение первичного тока трансформаторов тока на стороне ВН равно 200 А, коэффициент трансформации $K_I = 200/5$. По [2] выбираем трансформатор тока ТФЗМ-35 Б-1.

2. Выбираем трансформатор тока для подключения дифференциальной защиты со стороны низкого напряжения (НН) ТА2. Схема соединения трансформаторов тока на стороне высшего напряжения – неполная звезда.

Номинальный ток силового трансформатора на стороне НН, А

$$I_{н.о.м}^{НН} = \frac{S_{н.о.м}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.о.м}^{НН}}, \quad (8.15)$$

$$I_{н.о.м}^{НН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4.$$

Определим расчётный первичный ток трансформаторов тока на стороне НН, А

$$I_1^{TA2} = 1 \cdot 346,4 = 346,4 = 400 .$$

Стандартное значение первичного тока трансформаторов тока на стороне НН равна 400 А, коэффициент трансформации $K_I = 400/5$. По [2] выбираем трансформатор тока ТОЛ10-1-1.

3. Выбираем трансформатор тока для подключения резервных защит со стороны ВН ТА3. Схема соединения трансформаторов тока на стороне высшего напряжения – звезда.

Определим расчётный первичный ток трансформаторов тока на стороне ВН, А

$$I_1^{TA3} = 1 \cdot 103,92 = 103,92 .$$

Стандартное значение первичного тока трансформаторов на стороне ВН равно 150 А, коэффициент трансформации $K_I = 150/5$. По [2] выбираем трансформатор тока ТФЗМ-35 Б-1.

Сопротивление приборов наиболее загруженного ТТ фазы А, Ом

$$r_{приб} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 .$$

Таблица 8.7 – Вторичная нагрузка ТТ

| Прибор | Тип | Класс точности | Нагрузка фазы, ВА | | |
|----------------------------|------------------|----------------|-------------------|-----|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Э350 | 1,5 | 0,5 | — | — |
| Счетчик активной энергии | Меркурий 230 ART | 1,0 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
| Счетчик реактивной энергии | Меркурий 230 ART | 2,0 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
| Итого | | | 5,5 | 5,0 | 5,0 |

$$r_{пр} = 0,5 - 0,22 - 0,05 = 0,23.$$

Тогда сечение соединительных проводов, мм²

$$q = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,23} = 0,74 .$$

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

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 6}{2,5} = 0,068.$$

Следовательно, истинная вторичная нагрузка ТТ будет равна, Ом

$$Z_2 = 0,22 + 0,6 + 0,068 = 0,34.$$

$$Z_2 = 0,34 < Z_{2ном} = 0,5.$$

Таблица 8.8 – Расчётные и каталожные данные трансформаторов тока

| Тип | U _{ном} , кВ | U _{ном. раб.} , кВ | I _{ном} , А | |
|-------------------|--------------------------|--------------------------------|----------------------|-----------|
| | | | первичный | вторичный |
| ТФЗМ-35 Б-1 (ТА1) | 35 | 35 | 200 | 5 |
| ТОЛ10-1-1 (ТА2) | 10 | 10 | 400 | 5 |
| ТФЗМ-35 Б-1 (ТА3) | 35 | 35 | 150 | 5 |

8.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Условия выбора:

1. По напряжению установки $U_{уст.} \leq U_{ном}$, кВ.

2. По вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{2ном}$, ВА.

Выбираем трансформатор НАМИ-10 У2, имеющий номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 100 В·А.

Таблица 8.9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Прибор | Тип | S _{обм} , ВА | n _{обм} | cosφ | sinφ | n _{приб} | P, Вт | Q, вар |
|--------------------------|--------------------|--------------------------|------------------|------|-------|-------------------|-------|--------|
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2,0 | — |
| Ваттметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3,0 | — |
| Варметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3,0 | — |
| Датчик активной мощности | Е-829 | 10 | - | 1 | 0 | 1 | 10,0 | — |
| Счетчик активной энергии | Ртутный 230 АРТ | 2 | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 4,0 | — |
| Ваттметр | Д-305 | 2 | 2 | 1 | 0 | 1 | 4,0 | 10 |
| Частотомер | Э-371 | 3 | 1 | 1 | 0 | 1 | 3,0 | — |
| Итого | | | | | | | 40 | 10 |

Определим мощность приборов, подключаемых к ТН, ВА

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (8.16)$$

$$S_2 = \sqrt{40^2 + 10^2} = 41,23.$$

Таким образом, $S_2 = 41,23 < 100 \text{ В}\cdot\text{А}$, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

8.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей собственных нужд на подстанциях выполнены по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это – обогрев шкафов релейной защиты, шкафов КРУН, а так же освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 160 кВ·А [1].

Таблица 8.10 – Нагрузка собственных нужд

| Электроприемник | Установленная мощность, кВт | Количество приемников | Суммарная мощность, кВт |
|---|-----------------------------|-----------------------|-------------------------|
| Обогрев шкафов релейной защиты | 0,5 | 15 | 7,5 |
| Обогрев шкафов КРУ | 0,6 | 15 | 8,0 |
| Отопление и освещение помещения персонала | 5,5 | 1 | 5,5 |
| Наружное освещение | 4,5 | 1 | 4,5 |
| Оперативные цепи | 1,8 | 1 | 1,8 |
| Итого | | | 28,2 |

С учетом коэффициента спроса 0,7 для рассматриваемой подстанции могут быть приняты два ТСЗ по 63 кВ·А.

9 Молниезащита и заземление

9.1 Молниезащита

Защита подстанции от прямых ударов молнии заключается в исключении возможности удара молнии непосредственно в оборудование подстанции, при котором возможны разрушения, загорание, взрывы оборудования при прохождении по нему тока молнии. Ток молнии вызывает электромагнитное, тепловое и механическое воздействие на объекты.

Молниезащиту подстанции выполняем при помощи шести стержневых молниеотводов высотой $h = 20$ м, четыре из которых установлены на линейных порталах, а два - на отдельно стоящих металлических опорах.

Высота объекта по его боковым сторонам $h_x = 9$ м.

В случае выполнения молниезащиты многократным молниеотводом стержневого типа зону защиты определяют как зону защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

Для данного технологического объекта согласно ПУЭ тип зоны защиты Б, категория устройства молниезащиты II.

Подходы к подстанции со стороны воздушной линии электропередач защищаются тросовыми молниеотводами.

Зона (радиус) защиты одного стержневого молниеотвода, м

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (9.1)$$

где h_a – активная высота молниеотвода, м;
 h_x – высота защищаемого объекта, м;
 h – высота молниеотвода, м.

$$h_a = h - h_x, \quad (9.2)$$

$$h_a = 20 - 9 = 11,$$

$$r_x = 11 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{9}{20}} = 12,14.$$

Определим наименьшую ширину зоны защиты двух одинаковых молниеотводов на высоте h_x , м

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a}, \quad (9.3)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 45 |

где a – расстояние между соседними молниеотводами, $a = 37$ м,

$$b_x = 4 \cdot 12,14 \cdot \frac{7 \cdot 11 - 37}{14 \cdot 11 - 37} = 16,6.$$

Сооружение высотой h_x защищено, если выполняется условие, м

$$D \leq 8 \cdot (h - h_x), \quad (9.4)$$

где D – наибольшая диагональ четырехугольника для четырех стержневых молниеотводов, м

$$D = \sqrt{37^2 + 37^2} = 52,33.$$

Проверим условие:

$$52,33 < 8 \cdot (20 - 9) = 88.$$

Условие выполняется.

Защиту подстанции от грозových перенапряжений, приходящих с ЛЭП-35 кВ, осуществим ограничителями перенапряжения ОПН-35. На ОРУ-35 кВ устанавливаем по два комплекта ОПН-35.

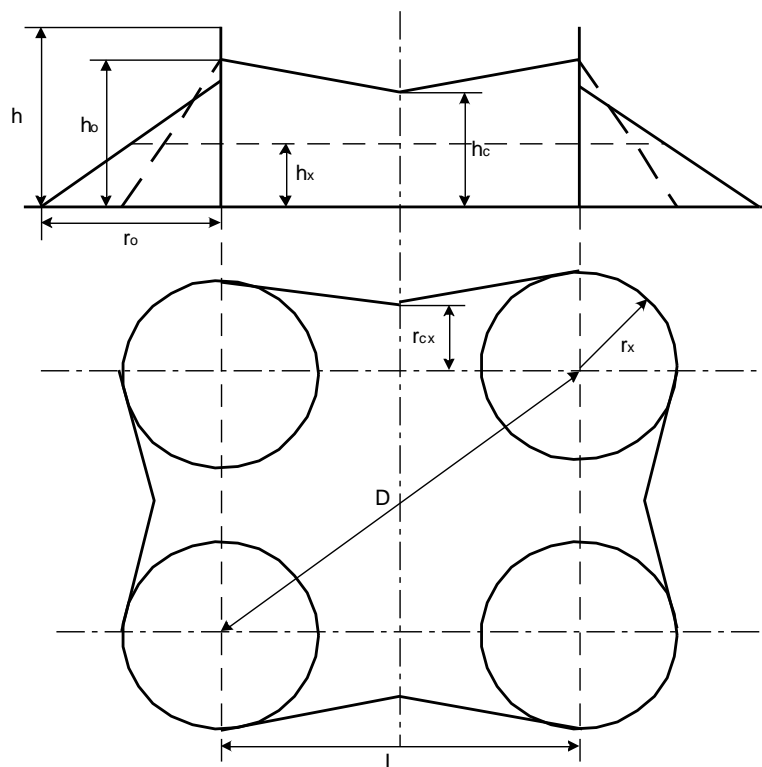


Рисунок 9.1 – Зона защиты молниеотвода

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

ДП – 140211.65 ПЗ

Лист

46

9.2 Расчёт защитного заземления ГПП

При прикосновении человека к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением или к металлическим частям, которые оказываются под напряжением вследствие пробоя или неисправности изоляции токоведущих частей, может произойти поражение электрическим током.

Чтобы обеспечить безопасность людей, работающих на установках напряжением до 1000В и выше необходимо сооружать заземляющие устройства и заземлять металлические части электрического оборудования и электрических установок.

Произведём расчёт заземления ГПП. Грунт в месте сооружения суглинок, климатическая зона – 3, естественное заземление не используется.

Предлагается сооружение заземлителя по периметру площади. В качестве вертикальных заземлителей принимаются стальные стержни диаметром 15 мм и длиной 2 м, которые погружаются в грунт методом ввёртывания. Верхние концы электродов располагают на глубине 0,7 м от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды стержневого типа – стальные полосы толщиной не менее 4 мм.

Для сетей выше 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть $R \leq 250 / I$, но не более 10 Ом, где I - расчетный ток замыкания на землю, А [12], поэтому за расчётное принимаем $R_3 = 10$ Ом.

Предварительно, с учётом площади, занимаемой объектом, намечаем расположение заземлителей по периметру. Сопротивление искусственного заземлителя при отсутствии естественных заземлителей принимаем равным допустимому сопротивлению заземляющего устройства $R_{и} = R_3 = 10$ Ом.

Расчётное удельное сопротивление грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей составят, Ом·м

$$\rho_{рг} = \rho_{уд} \cdot k_{пг}, \quad (9.5)$$

$$\rho_{рв} = \rho_{уд} \cdot k_{пв}, \quad (9.6)$$

где $\rho_{уд}$ - удельное сопротивления грунта, Ом·м;

$k_{пг}$, $k_{в}$ - повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов.

Таким образом, расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей, Ом·м

$$\rho_{рг} = 100 \cdot 3,5 = 350,$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 47 |

$$\rho_{\text{рв}} = 100 \cdot 1,5 = 150.$$

Сопротивление растекания одного вертикального электрода стержневого типа, Ом

$$R_{0\text{вэ}} = \frac{\rho_{\text{р.в.}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (9.7)$$

где l - длина электрода, м;
 d - диаметр электрода, м;
 t - расстояние от поверхности земли до середины стержня заземлителя, м.

$$R_{0\text{в.э.}} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 2}{15 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = 70,2.$$

Примерное число вертикальных заземлителей

$$N = \frac{R_{0\text{в.э.}}}{k_{\text{из}} \cdot R_{\text{И}}}, \quad (9.8)$$

где $k_{\text{из}}$ - коэффициент использования заземлителей, учитывающий взаимное экранирование стержней.

$$N = \frac{70,2}{0,66 \cdot 0,5} = 212,7,$$

Принимаем 213 вертикальных электродов.

Расчётное сопротивление горизонтальных электродов, Ом

$$R_{\text{р.г.э.}} = \frac{\rho_{\text{р.г.}}}{2 \cdot \pi \cdot l \cdot k_{\text{узэ}}} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (9.9)$$

$$R_{\text{р.г.э.}} = \frac{350}{2 \cdot 3,14 \cdot 60 \cdot 0,3} \cdot \ln \frac{60^2}{0,015 \cdot 0,7} = 39,46$$

Уточняем необходимое сопротивление горизонтальных электродов, Ом

$$R_{\text{в.э.}} = \frac{R_{\text{р.г.э.}} \cdot R_{\text{И}}}{R_{\text{р.г.э.}} - R_{\text{И}}}, \quad (9.10)$$

$$R_{B.Э.} = \frac{39,46 \cdot 0,5}{39,46 - 0,5} = 0,506 .$$

Определяем число вертикальных электродов при коэффициенте использования $k_{иВ} = 0,61$.

$$N = \frac{R_{0B.Э.}}{k_{иВ} \cdot R_{B.Э.}}, \quad (9.11)$$

$$N = \frac{70,2}{0,61 \cdot 0,506} = 227,43 .$$

Окончательно принимаем к установке 228 горизонтальных электродов, расположенных по контуру ГПП.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 49 |

10 Релейная защита трансформатора ГПП

В качестве объекта защиты рассматриваем трансформатор ТМ-6300/35, который относится к трансформаторам средней мощности.

К повреждениям трансформаторов относят:

– междуфазные КЗ на выводах и в обмотках (последние возникают гораздо реже, чем первые);

– однофазные КЗ (на землю и между витками обмотки, т. е. витковые замыкания);

– «пожар стали» сердечника.

К ненормальным режимам относятся:

– перегрузки, вызванные отключением, например, одного из параллельно работающих трансформаторов. Токи перегрузки относительно невелики, и поэтому допускается перегрузка в течение времени, определяемого кратностью тока перегрузки по отношению к номинальному току;

– возникновение токов при внешних КЗ, представляющих собой опасность в основном из-за их теплового действия на обмотки трансформатора, поскольку эти токи могут существенно превосходить номинальные. Длительное прохождение тока внешнего КЗ может возникнуть при неотключившемся повреждении на отходящем от трансформатора присоединении;

– недопустимое понижение уровня масла, вызываемое значительным понижением температуры и другими причинами.

На трансформаторах устанавливаются следующие защиты:

– защита от коротких замыканий, действующая на отключение поврежденного трансформатора и выполняемая без выдержки времени (для ограничения размеров повреждения, а также для предотвращения нарушения бесперебойной работы питающей энергосистемы). Для защиты мощных трансформаторов применяются продольные дифференциальные токовые защиты;

– при всех повреждениях внутри бака и понижениях уровня масла применяется газовая защита, работающая на неэлектрическом принципе;

– защита, от токов внешних КЗ, основное назначение которой заключается в предотвращении длительного прохождения токов КЗ в случае отказа выключателей или защит смежных элементов путем отключения трансформатора. Защиты от внешних КЗ обычно выполняются токовыми с выдержками времени;

– защита от перегрузок, выполняемая с помощью одного максимального реле тока, поскольку перегрузка обычно является симметричным режимом. Поскольку перегрузка допустима в течение длительного промежутка времени (десятки минут при токе не больше $1,5 \cdot I_{ном}$), то защита от перегрузки при наличии дежурного персонала должна выполняться с дей-

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 50 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | ДП – 140211.65 ПЗ | | | | | |

ствием на сигнал, а при отсутствии персонала – на разгрузку или на отключение трансформатора.

Так рассматриваемый трансформатор относится к трансформаторам средней мощности, резервные защиты устанавливаем только со стороны питания (35 кВ).

10.1 Расчёт дифференциальной защиты силового трансформатора

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

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

Для выполнения защиты предусматриваем выполнение дифференциальных реле типа РНТ-565.

Это реле состоит из исполнительного органа на базе реле РТ-40, трёхстержневого быстронасыщающегося трансформатора с расположенной на нем: рабочей, уравнивающей, короткозамкнутой и вторичной обмоток. Обмотки, кроме вторичной, имеют отводы для регулирования параметров реле. Реле РТ-40 и трансформатор БПТ встроены в общий корпус.

Трансформаторы тока выбраны в разделе 8.7. Действительное значение вторичного тока в цепи РЗ для ТА1, А

$$i_2^{\delta TA1} = I_{ном}^{ВН} \cdot \frac{K_{сх}}{K_1}, \quad (10.1)$$

$$i_2^{\delta TA1} = 103,92 \cdot \frac{\sqrt{3}}{200/5} = 4,5.$$

Действительное значение вторичного тока в цепи РЗ для ТА2, А

$$i_2^{\delta TA2} = 346,4 \cdot \frac{1}{400/5} = 4,33.$$

Так как $i_2^{\delta TA1} > i_2^{\delta TA2}$, то сторона ВН будет основной.

Предварительно определяем ток срабатывания защиты, А

$$I_{сзI}^{предв.} = K_n \cdot I_{ном}^{ВН}, \quad (10.2)$$

где K_n – коэффициент надёжности, $K_n = 1,3$.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 51 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | ДП – 140211.65 ПЗ | | | | |

Определим стандартное значение, округлив до целого числа в меньшую сторону $\omega_{осн}^{см} = 5$.

Определим расчётное число витков уравнивающей обмотки, шт.

$$\omega_{ур1}^{рас} = \frac{i_2^{\delta, осн}}{i_2^{\delta, неосн}} \cdot \omega_{осн}^{см}, \quad (10.13)$$

$$\omega_{ур1}^{рас} = \frac{4,5}{4,33} \cdot 5 = 5,2.$$

Определим стандартное значение витков уравнивающей обмотки, округлив до ближайшего целого числа $\omega_{ур1}^{см} = 5$.

По формуле (10.11) определяем составляющую первичного тока небаланса, обусловленную округлением расчётного числа витков на основной стороне, А

$$I_{нб}^{///} = \frac{|5,2 - 5|}{5,2} \cdot 1049,4 = 40,36.$$

$$I_{нб} = 157,41 + 165,28 + 40,36 = 363,05.$$

Уточняем ток срабатывания защиты на основной стороне, А

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 363,05 = 472.$$

Уточним коэффициент чувствительности

$$K_{\chi} = \frac{1971,94}{472} = 4,18 > 2.$$

Защита удовлетворяет всем требованиям.

10.2 Защита от симметричных сверхтоков при внешних коротких замыканиях

В качестве защиты от сверхтоков внешних КЗ принимаем максимальную токовую защиту с пуском минимального напряжения (МТЗ с ПМН) на базе реле РТ-40.

Ток срабатывания защиты ВН, А

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{с.з.}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{нб}^{ВН} \cdot 1,4, \quad (10.14)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 54 |

$$I_{\text{мин}K-2}^{(2)} = I_{\text{макс}K-2}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}, \quad (10.19)$$

$$I_{\text{мин}K-2}^{(2)} = 1049,4 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 908,81,$$

$$K_{\text{ч}}^I = \frac{908,81}{244,76} = 3,71 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности по напряжению МТЗ с ПМН

$$K_{\text{ч}}^U = \frac{U_{\text{сз}} \cdot K_B}{U_{\text{ост.}K-2}^{(3)BH}}, \quad (10.20)$$

Остаточное напряжение на высокой стороне трансформатора при трехфазном коротком замыкании в точке К-2, кВ

$$U_{\text{ост.}K-2}^{(3)BH} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{мин.}K-2}^{(2)BH} \cdot x_m, \quad (10.21)$$

где x_T – сопротивление трансформатора, Ом

$$x_m = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{(U_{\text{НОМ}}^{BH})^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (10.22)$$

$$x_m = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{35^2}{6,3} = 14,58,$$

$$U_{\text{ост.}K-2}^{(3)BH} = \sqrt{3} \cdot 908,81 \cdot 14,58 = 22955,7.$$

$$K_{\text{ч}}^U = \frac{24500 \cdot 1,25}{22955,7} = 1,51 > 1,5.$$

Защита обладает требуемой чувствительностью.

10.3 Защита от перегрузки

Защитой от перегрузки является максимальная токовая защита на базе реле РТ-40. Токовое реле устанавливается в одной фазе, поскольку, как правило, перегрузка трансформатора является симметричной.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 56 |

Ток срабатывания защиты ВН, А

$$I_{сз} = \frac{K_n}{K_g} \cdot 1,4 \cdot I_{н.н.м}^{ВН}, \quad (10.23)$$

где K_n – коэффициент надёжности, равный 1,05 для данной защиты [7].

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 1,4 \cdot 103,92 = 179,72.$$

Ток срабатывания реле, А

$$I_{ср} = 179,72 \cdot \frac{1}{150/5} = 5,99.$$

На чувствительность защита от перегрузки не проверяется. Защита от перегрузок выполнена с двумя уставками по времени. Первая уставка продолжительностью $t'_{сз} = 9-10$ секунд действует на сигнал. Вторая уставка продолжительностью $t''_{сз} = 30-40$ минут действует на отключение выключателя.

10.4 Защита от внутренних повреждений в трансформаторе

Обмотки большинства трансформаторов помещены в бак, залитый маслом, которое используется как для изоляции обмоток, так и для их охлаждения. При возникновении внутри бака электрической дуги КЗ, а также при перегреве обмоток масло разлагается, что сопровождается выделением газа. Это явление и используется для создания газовой защиты.

Защита выполняется с помощью газового реле, установленного в трубе, соединяющей бак трансформатора с расширителем. Газовое реле состоит из кожуха и двух расположенных внутри него поплавков, снабженных ртутными контактами, замыкающимися при изменении их положения. Оба поплавок шарнирно укреплены на вертикальной стойке. Один из них расположен в верхней части, а второй – в центральной. При слабом газообразовании (газ скапливается в верхней части кожуха реле), а также при понижении уровня масла верхний поплавок опускается, что приводит к замыканию его контактов. При бурном газообразовании потоки масла устремляются в расширитель, что приводит к замыканию контактов обоих поплавков. Контакты верхнего поплавка носят название сигнальных, а нижнего – основных контактов газового реле.

Движение масла через газовое реле, вызванное КЗ внутри бака трансформатора, обычно является толчкообразным. Поэтому замыкание основных

контактов может быть ненадёжным (перемежающимся), что учитывается, при выполнении схемы газовой защиты трансформатора.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ДП – 140211.65 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 58 |

11 Безопасность проекта

11.1. Идентификация и анализ опасных и вредных факторов, условий и причин их проявления в электроустановках

Спроектированная главная понизительная подстанция предназначена для трансформации и распределения электроэнергии завода среднего машиностроения.

По условиям электробезопасности применяемая подстанция относится к категории электроустановок выше 1 кВ.

Подстанция ограждена сетчатыми ограждениями и доступна только для квалифицированного обслуживающего персонала.

Территория размещения открытых (наружных) подстанций, в отношении опасности поражения людей электрическим током (согласно ПУЭ), приравнивается к особо опасным помещениям.

Краткая характеристика параметров и устройства питающей электросети:

Воздушная, трехпроводная сеть с изолированной нейтралью. Величина линейного напряжения $U_{ВН} = 35 \text{ кВ}, 10 \text{ кВ}$.

Род тока – переменный с частотой 50 Гц.

Согласно ПУЭ опасная зона приближения к токоведущим частям составляет при $U=110 \text{ кВ}$, для людей – 1 м, для механизмов – 1,5 м. При $U=10 \text{ кВ}$, для людей – 0,6 м, для механизмов – 1,0 м. При приближении к токоведущим частям на расстояние меньше допустимых, в результате возникновения электрической дуги возникает опасность поражения людей электрическим током.

Основные условия поражения электрическим током:

– доступ к открытым токоведущим частям под напряжением из-за отсутствия и нарушения ограждений, укрытий, изоляции, блокировок, отступления от правил выбора высоты подвески токоведущих частей и др.;

– внезапное появление напряжения на металлических корпусах и кожухах электрооборудования в результате нарушений изоляции при ее старении, механических повреждениях, перегрузок оборудования, атмосферных и коммутационных перенапряжений, перехода напряжения с высокой стороны на низкую в преобразователях (трансформаторах), наведенного напряжения, коротких замыканий и т.п.;

– внезапное появление напряжение шага при коротких замыканиях тока на землю через упавший на землю токопровод, нарушенную изоляцию кабеля, металлический корпус (кожух) электрооборудования и тело человека, случайно оказавшиеся под напряжением и др.;

– случайное появление напряжения на отключенных токоведущих частях в процессе ремонта вследствие ошибочных включений, обратной транс-

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 59 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | ДП – 140211.65 ПЗ | | | | | |

Значительную пожарную опасность представляют коммутационные аппараты открытого типа и открытые плавкие предохранители, в которых при отключении, а также при перегорании вставки возникает опасное искрообразование. Поэтому в электроустановках завода рубильники, переключатели и плавкие предохранители применяются закрытого исполнения.

Электродуговая сварка представляет большую опасность возникновения пожара, поскольку в зоне горения электрической дуги развивается очень высокая температура и, кроме того, вокруг сварочного рабочего места выбрасываются крупные части расплавленного металла.

Температура вспышки трансформаторного масла, применяемого на подстанции составляет примерно 140 °С, поэтому согласно [9] подстанция по пожароопасности относится к зоне класса П-III.

Причинами пожара могут быть:

- короткие замыкания;
- перегрузки;
- перегрев изоляции, ее старение;
- выброс горящего масла;
- прямое попадание молнии, а так же занос высоких потенциалов.

11.2. Защитные меры и средства, обеспечивающие недоступность токоведущих частей под напряжением

Для того чтобы предотвратить случайного приближения человека, машин на опасные расстояния в рассматриваемой нашей электроустановке ГПП 35/10 кВ завода среднего машиностроения:

Расположение открытых токоведущих частей на недоступной высоте, создания ограждения, прокладывания кабелей в траншеях или в других труднодоступных местах, доступ в ОРУ людей по специальному списку и имеющие группу допуска.

Осуществляется периодический контроль изоляции.

Осуществляется выставление или вывешивание опознавательных знаков и плакатов (предупредительных, указательных, предписывающих, запрещающих).

Планировка ГПП показана на листе № 4 графической части.

11.3. Средства и меры безопасности при случайном появления напряжения на металлических корпусах электрооборудования и шагового напряжения

С целью предупреждения случайного появления напряжения на металлических токоведущих частях, корпусах, кожухах электрооборудования и шагового напряжения, а также для снижения степени поражения электроток на ГПП применяется:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 63 |

– изоляция токоведущих частей и ее периодический контроль, то есть измерения ее сопротивления при приеме электроустановки после монтажа, периодически в сроки, устанавливаемые правилами и нормами испытания изоляции;

– выбор оборудования по токам короткого замыкания. Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования выполнены в разделах 7 и 8.

– релейная защита (токовая защита от междуфазных коротких замыканий; максимальная токовая защита от перегрузок). Расчет релейной защиты выполнен в разделе 10.

– защитное заземление – электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, разряд молнии, занос потенциала и др.). Расчет заземления выполнен в разделе 9.

– применяется молниезащита от попаданий молнии в оборудование ГПП. Прямое попадание молнии является очень опасным с точки зрения поражения зданий и сооружений и смертельно для человека. Расчет молниезащиты выполнен в разделе 9.

– произведён расчёт релейной защиты кабельной линии. Пожарная опасность перегрева токоведущих жил заключается в воспламенении изоляции, а также горючих материалов, находящихся в непосредственном контакте с электрическим кабелем при перегрузке или при возникновении междуфазных коротких замыканий. Расчёт релейной защиты кабельной линии произведён в подразделе 11.7.

11.4 Средства и меры безопасности при выделении вредных веществ

К основным источникам выделения вредных веществ на заводе относятся электролизеры, плавильные печи, а также маслonaполненное оборудование ГПП при ненормальных режимах работы.

Работники обеспечиваются средствами индивидуальной защиты органов дыхания и кожного покрова. Так же для создания требуемых условий воздушной среды в производственных помещениях завода используется приточная и вытяжная вентиляция.

Приточная вентиляция служит для защиты людей от охлаждения проникающим через ворота холодным воздухом. Работа завес основана на том, что подаваемый воздух к воротам выходит через специальный воздуховод с щелью под определенным углом с большой скоростью (до 10–15 м/с) навстречу входящему холодному потоку и смешивается с ним. Полученная смесь более теплого воздуха поступает на рабочие места или (при недостаточном нагреве) отклоняется в сторону от них. При работе завес создается дополнительное сопротивление проходу холодного воздуха через ворота.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 64 |

Применение вытяжной вентиляции основано на улавливании и удалении вредных веществ непосредственно у источника их образования.

11.4 Шум

Уровень шума на заводе снижается следующими методами:

- уменьшение шума на пути его распространения при помощи звукоизоляции (перегородки, стены, перекрытия, кабины, кожухи, экраны, двери, оконные проемы.);
- применение средств коллективной и индивидуальной защиты (вкладыши, наушники, шлемы);
- регламентированные перерывы.

11.5 Электромагнитные поля и излучения

К методам защиты от электромагнитных полей и излучений на заводе среднего машиностроения относится ограничение места и времени нахождения работающих в электромагнитном поле.

11.6 Пожарная безопасность

Для предупреждения возникновения пожара в автотрансформаторах предусмотрены следующие меры:

Релейная защита (дифференциальная токовая защита, максимальная токовая защита, газовая защита трансформатора, средства контроля состояния изоляции) предупреждающие одно и многофазные замыкания в обмотках и выводах, снижение уровня масла и др.

Средства эффективного охлаждения в процессе работы (радиаторы, вентиляторы).

Средства контроля изоляции трансформаторного масла.

При тушении загораний в автотрансформаторе, он должен быть отключен со всех сторон. Для тушения пожара автотрансформатора использовать воду (распылённой или компактной струёй). Применяются воздушно-пенные стволы, присоединенные при помощи рукавов к системе пожарного пенопровода.

Для тушения пожаров используются огнетушители порошковые (ОП-5, ОП-10), войлок, песок, который находится в ящиках, рядом с противопожарными щитами и инструментом.

11.7 Релейная защита отходящей кабельной линии 10 кВ

Наиболее пожароопасными от общего числа пожаров от электроустановок являются кабельные изделия, для которых характерно неблагоприят-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 65 |

Этот трансформатор имеет кольцеобразную форму и надевается на защищаемый кабель. На обмотку трансформатора включается замкнутое реле.

В нормальном режиме работы каждая фаза линии обладает одинаковой емкостью по отношению к земле. При междуфазных КЗ геометрическая сумма токов также равна нулю, поэтому ток в реле защиты не протекает.

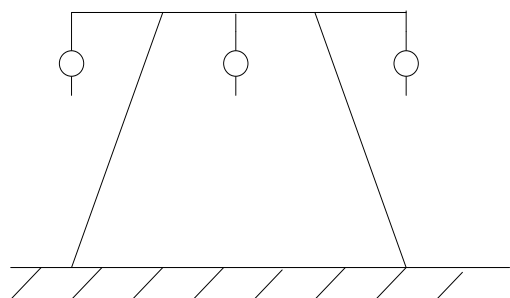
При замыкании на землю одной фазы через реле защиты будет протекать ток, обусловленный емкостью неповрежденных фаз. Если ток срабатывания защиты меньше величины емкостного тока неповрежденных фаз, то такая защита срабатывает через реле на сигнал.

При коротких замыканиях такая защита срабатывает через быстросыщающийся трансформатор БНТ на отключение.

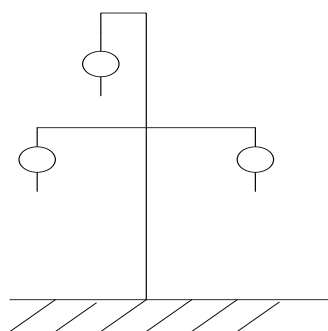
| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 69 |

Выбор материала и типа опор должен производиться, исходя из технико-экономической целесообразности применения проектных решений в конкретных условиях строительства и эксплуатации с учетом обеспечения надежности ВЛ в эксплуатации, и по согласованию с заказчиком. При этом для принятия оптимального решения следует учитывать размеры и стоимость земли, отчуждаемой под опоры, целесообразность применения опоры в различных природных условиях (ветровые и гололедные нагрузки, характеристика грунтов и пр.), возможность повышения опоры, затраты на эксплуатацию и другие условия. Для труднодоступных участков следует учитывать дополнительные затраты, связанные с доставкой грузов на пикеты при строительстве ВЛ и проездом эксплуатационного персонала к опорам при их обслуживании.

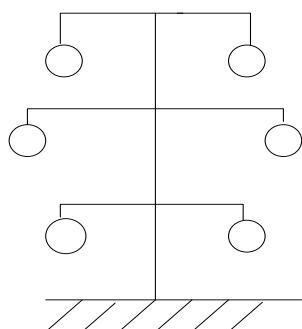
Не мало важную роль на стадии проектирования и эксплуатации, а также надежности электроснабжения по ВЛ, в зависимости от технико-экономических показателей и категоричности потребителя, играет конфигурация расположения проводов на опорах.



а) одноцепная линия с горизонтальным расположением проводов



б) одноцепная линия с треугольным расположением проводов



в) двухцепная линия с вертикальным расположением проводов («бочка»)

Рисунок 12.2 - Конфигурации расположения проводов

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

ДП – 140211.65 ПЗ

Лист

72

Что касается металлических опор, то их крен из-за неудовлетворительного закрепления в грунте наблюдается весьма редко, а большинство дефектов и повреждений выявляется в процессе профилактических проверок и осмотров. Поэтому основная причина разрушения металлических опор – превышение реальных нагрузок и коррозионный износ элементов при длительной эксплуатации.

Несостоятельны утверждения о более высокой несущей способности зарубежных опор (создаваемых в странах Западной Европы, США, Канады) по сравнению с отечественными. Опоры воздушных линий и порталы ОРУ, изготовленные за рубежом, значительно менее металлоемки и, следовательно, менее прочны (даже с учетом применения высокопрочных сталей). Достаточная надежность при этом обеспечивается за счет применения мощной антикоррозионной защиты, в первую очередь цинковая и комбинированных покрытий, а также строгого соблюдения технологических норм на всех стадиях строительного производства и эксплуатации.

Проявляющийся с некоторых пор вандализм довольно сильно снизил надежность металлических опор. В эксплуатации часто высказывают предложения создавать опоры ВЛ, которые могли бы воспринимать заданную нагрузку даже при демонтаже нескольких элементов. Однако задача проектировщика – разработать максимально экономичную конструкцию при соблюдении требований действующих нормативных документов, то есть добиться минимума приведенных затрат и обеспечить минимально необходимую прочность. Многократное же резервирование и введение дополнительных элементов исключительно для обеспечения устойчивости сооружения при несанкционированном вмешательстве в его работу приведет лишь к увеличению стоимости воздушных линий и едва ли предотвратит аварии и отказы. Только переход на новые решения позволит практически полностью исключить потери от вандализма.

В таблице 12.2 приведено распределение отказов воздушных линий в зависимости от вида опор. Указанные недостатки опор и других элементов воздушных линий можно предотвратить только на основе современной диагностики их технического состояния.

Таблица 12.3 – Распределение отказов ВЛ в зависимости от вида опор

| Причина отказов | Вид опор | | |
|--|---------------|----------------|------------|
| | Металлические | Железобетонные | Деревянные |
| Нагрузки и воздействия: | | | |
| - ветер выше расчетного | 33,7 | 21,7 | 52,2 |
| - ветер и гололед выше расчетного | 13,2 | 24,8 | 5,0 |
| Итого: | 46,9 | 46,5 | 57,2 |
| Качество проектирования, строительства и монтажа | 9,2 | 35,5 | 1,5 |
| Качество эксплуатации | 26,9 | 18,0 | 41,0 |
| Разбор конструкций посторонними лицами | 16,9 | - | 0,3 |

Диагностика является неотъемлемой частью технического перевооружения. Существующая система диагностики состояния оборудования электрических сетей не эффективна, что связано как с отсутствием на объектах электрических сетей технических средств, так и с недостаточностью нормативно-методической базы по всему спектру возможных систем диагностики. К решению этого вопроса, по нашему мнению, необходимо привлечь ОРГРЭС как организацию, имеющую обширный теоретический и практический опыт в этом направлении.

Перспективны стальные многогранные оцинкованные опоры закрытого профиля, устанавливаемые на буронабивных, а в пучинистых грунтах – на шпунто-забивных фундаментах. Такие опоры имеют ряд существенных преимуществ по сравнению с решетчатыми металлическими и железобетонными конструкциями: они технологичны при изготовлении и монтаже, долговечны за счет обтекаемой формы, отсутствия мест скопления влаги и невозможности вандализма

Для проведения комплексного технологического перевооружения воздушных линий напряжением 35-750 кВ предлагается создать унифицированные многогранные опоры на базе одного модуля, что позволит собирать одностоечные и порталные опоры, свободностоящие и на оттяжках. Это позволит:

- уменьшить расход металла (до 20% по сравнению с решетчатыми конструкциями) из-за применения преднапряженных телескопических и фланцевых стыков, современной технологии гнутья листовой и фасонной стали;

преграды в местах установки в роликовых подвесах, где защита от вибрации выполнена в виде двух гасителей Стокбриджа и защитных муфт, устанавливаемых с зазорами 2-3 мм между проводом и внутренней полостью. Работа такой конструкции оказалась совершенно неэффективной.

На тридцати обследованных переходах воздушных линий эти устройства приводили к разрушению провода и самих муфт после 8-10 лет эксплуатации, а в северных районах – после 3-5 лет. В настоящее время разработан поддерживающий зажим – глухая лодочка, оборудованная ограничителем выхода провода из зажима при аварийных ситуациях за счет шпоночного устройства, работающего на срез. Конструкция прошла опытную проверку на нескольких переходах, показав высокую эффективность.

Критическое положение сложилось с надежностью проводов в северных районах России. Например, только за одну зиму 1998-1999 гг. в Северных сетях «Тюменьэнерго» имело место около 60 нарушений энергоснабжения из-за проводов воздушных линий различных классов напряжения, причем подавляющее число аварий было зафиксировано при низких температурах (ниже -40°C) и, соответственно, при повышенных тяжениях. Осмотры показали, что все разрушения произошли в местах, где провод был уже ослаблен усталостными разрушениями от вибрации (как в алюминиевых, так и в стальных повивах). Разрушения произошли вблизи поддерживающих зажимов, гасителей вибрации или в точках выхода провода из соединительных зажимов – именно в этих местах знакопеременные механические напряжения от вибрации имеют наибольшую величину. Аналогичную картину имеем и в более благоприятных климатических условиях на проводах с повышенной несущей способностью (АЖС) и стальных тросах, смонтированных с повышенным тяжением. Отложение гололеда, изморози и мокрого снега на проводах также представляет большую опасность для нормальной эксплуатации воздушных линий.

Приведенные примеры показывают, что ошибки, совершаемые на стадии проектирования, приводят к невосполнимым потерям при эксплуатации воздушных линий. Необходимо использовать конструктивные решения подвесок проводов и тросов с использованием арматуры второго поколения и применением современной защиты от вибрации и пляски проводов. Техническим прорывом в этом направлении стали разработанные унифицированные конструкции:

– ограничители гололедообразования и колебаний типа ОГК для защиты одиночных проводов от всех колебаний и гололеда, которые устанавливаются в пролете в пределах 100 м между ними с неравными интервалами;

– гасители пляски типа ГПП и ГПР для защиты от пляски расщепленной фазы на два и более провода; гасители ГПП устанавливаются на провод горизонтально в каждом подпролете между дистанционными распорками или же на плашки дополнительных горизонтальных дистанционных распорок; гасители ГПР – на плашки горизонтальных дистанционных распорок.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 77 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | ДП – 140211.65 ПЗ | | | | | |

Проверка изоляторов. Фарфоровые подвесные и штыревые изоляторы испытываются согласно требований. Электрические испытания стеклянных изоляторов не производятся. Контроль их состояния осуществляется путем их внешнего осмотра.

Проверка соединений проводов. Проверка соединений проводов ВЛ осуществляется путем внешнего осмотра и измерения падения напряжения или сопротивления.

Опресованные соединения бракуются, если:

- геометрические размеры (длина и диаметр опрессованной части) не соответствует требованиям инструкции по монтажу соединительных зажимов данного типа;

- на поверхности соединителя или зажима имеются трещины, следу значительной коррозии и механических повреждений;

- падение напряжения или сопротивление на участке соединения (соединителя) более чем в 1,2 раза превышает падение напряжения или сопротивление на участке про вода той же длины (испытание проводится выборочно на 5-10% соединителей). Контроль переходного сопротивления на отключенной линии производят непосредственно микроомметром, а без отключения - косвенно, при помощи штанги для контроля кон тактов, измеряющей падение напряжения на соединении и проводе. Сопротивление или падение напряжения в проводе измеряют на расстоянии 1м от соединителя;

- кривизна опрессованного соединителя превышает 3% его длины;

- стальной сердечник опрессованного соединителя расположен несимметрично относительно алюминиевого корпуса зажима по его длине.

Сварные соединения бракуются, если:

- произошел пережег повива наружного провода или обнаружено нарушение сварки при перегибе соединительных проводов;

- усадочная раковина в месте сварки имеет глубину более 1/3 диаметра провода, а для сталеалюминиевых проводов сечение 150-600 мм² - более 6 мм;

- падение напряжения или сопротивления превышает более чем в 1,2 раза падение напряжения и сопротивление на участке провода такой же длины.

Измерение сопротивления заземления опор, их оттяжек и тросов.

Сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ должны обеспечиваться и измеряться при токах промышленной частоты в период их наибольших значений в летнее время. Допускается производить измерение в другие периоды с корректировкой результатов путем введения поправочного коэффициента, учитывающего конфигурацию устройства, климатические условия и состояние почвы. Измерение сопротивлений заземляющих устройств не следует производить, когда на измеренное значение сопротивления оказывает существенное влияние промерзание грунта. Для опор ВЛ 3-35 кВ, на кото-

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 81 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | ДП – 140211.65 ПЗ | | | | | |

рую устанавливается оборудование, сопротивление заземляющих устройств должно быть не более 10 Ом.

12.5 Предложения по повышению надежности ВЛ

Основываясь на последних ГОСТах: ГОСТ Р 1.0-2004, ГОСТ Р 27.004-2009, ГОСТ 31946-2012, по проектированию, испытанию и эксплуатации можно сделать следующие выводы:

При проектировании:

- использовать прогрессивные технические решения, современные технологии и материалы;
- разработать новые конструкции опор на базе многогранных стоек, не подверженных вандализму, позволяющих сооружать новые линии с большим сроком эксплуатации, проводить техническое перевооружение и реконструкцию во всех климатических районах с необходимым уровнем надежности, быстро восстанавливать опоры после аварий;
- применять горячее цинкование при сооружении новых линий и комбинированных покрытий при реконструкции и ремонте;
- использовать буронабивные и забивные свайные основания, которые обеспечивают ненарушенную структуру грунта и позволяют создать жесткую заделку опор;
- применять эффективные средства защиты от климатических воздействий (многочастотные гасители вибрации, гасители пляски и ограничители гололедообразования);
- выбирать конструктивные решения на основе арматуры с улучшенными электромеханическими характеристиками и повышенной надежности (95 % от разрывной прочности провода);
- применять в расчетах среднеэксплуатационное тяжение 25 % от разрывного усилия для проводов с повышенной несущей способностью и эксплуатируемых на воздушных линиях Крайнего Севера.

При строительстве обеспечить технический контроль за производством работ и не допускать необоснованного отклонения от проекта, приводящего к снижению надежности и долговечности воздушных линий.

При эксплуатации:

- повысить уровень диагностики;
- проводить инструментальное обследование элементов линий электропередачи ВЛ, эксплуатируемых более 30 лет, с целью определения объемов реконструкции или ремонта;
- считать обязательным восстановление защитных покрытий при коррозионных потерях;
- выполнять своевременно ремонт элементов ВЛ;

При ремонте и реконструкции:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 82 |

- довести техническое состояние ВЛ до требований ПУЭ 7-го издания и других нормативных документов;
- применять современные технологии и материалы;
- учитывать изменения условий эксплуатации;
- использовать специальные механизмы и средства малой механизации, позволяющие повысить производительность труда и уровень техники безопасности.

Комплексное использование этих мероприятий позволит значительно уменьшить число отказов воздушных линий.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 83 |

13 Экономическая часть

В дипломном проекте разработана схема электроснабжения завода среднего машиностроения. Произведен расчет электрических нагрузок завода в целом (методом коэффициента спроса). Расчет освещения произведен методом удельной мощности.

Расчетная мощность завода определялась с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах и питающих линиях.

Схема внешнего электроснабжения выбрана путем технико-экономического сравнения двух вариантов – на напряжение 110 кВ и 35 кВ. Выбрана схема на 35 кВ, как требующая значительно меньших затрат.

На основании расчета электрических нагрузок завода, произведен расчет питающих линий сети внутреннего электроснабжения, на напряжение 10 кВ. Схема внутреннего электроснабжения смешанная, выполненная кабельными линиями.

Вопрос компенсации реактивной мощности рассматривался путем определения оптимального участия каждого источника реактивной мощности в покрытии реактивной нагрузки завода.

Расчет токов КЗ произведен на напряжение 35, 10, 0,4 кВ. По токам КЗ проверена коммутационная аппаратура и проверены на термическую стойкость кабели 10 кВ.

В экономической части дипломного проекта были рассмотрены следующие вопросы:

- Техничко-экономическое сравнение вариантов электроснабжения предприятия.
- Смета затрат на строительство схемы электроснабжения завода среднего машиностроения.
- Калькуляция себестоимости продукции.
- Техничко-экономические показатели.

Техничко-экономическое сравнение вариантов приведено в разделе 3. Расчет показал, что приведенные затраты по второму варианту ниже, чем по первому на 31,4%, потому принят второй вариант внешнего электроснабжения.

13.1 Смета капитальных затрат

После окончательного выбора схемы электроснабжения необходимо составить смету капитальных затрат на сооружение данной схемы с выделением соответствующих разделов.

Сметную стоимость элементов проектируемого объекта необходимо определять на основе “Укрупненных сметных норм” (УСН), которые в настоящее время разработаны для многих элементов систем электроснабжения.

Суммарные капиталовложения в схему электроснабжения определяются двумя составляющими, тыс. руб.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 84 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | ДП – 140211.65 ПЗ | | | | |

где $K_{уд}^{CP}$, $K_{уд}^{Об}$, $K_{уд}^{MP}$ - соответственно удельные показатели стоимости строительных работ на единицу оборудования, единицы оборудования, монтажных работ по ее установке и подключению, тыс. руб./шт.;

n_i – количество единиц одинакового оборудования.

Прочие затраты берутся в процентах от суммы строительно-монтажных работ:

- для 0,4 кВ составляет 30%;
- для 6-10 кВ составляет 26%;
- для 35 кВ составляет 25,8%;
- для 110 кВ составляет 24,7%;
- для 220 кВ составляет 16,9%.

Суммирование капвложений в оборудование также производится только после пересчета, с учётом территориального коэффициента, на цены 2015 года (территориальный коэффициент на строительные работы равен 1,41, на монтажные работы – 1,21, на оборудование – 1,07).

Для определения стоимости системы электроснабжения завода среднего машиностроения в таблице 13.1 составлена смета, включающей в себя затраты на приобретение оборудования и приспособлений, на строительные и монтажные работы с учётом территориальных коэффициентов.

Сметная стоимость 126372,1 тыс. руб.

Смета составлена в ценах 2016 г.

Таблица 13.1 – Смета на строительство схемы завода среднего машиностроения

| Номер п/п | Наименование работ и затрат | Сметная стоимость, тыс. руб. | | | | Общая сметная стоимость, тыс. руб. |
|------------------------|---|------------------------------|-----------------|--------------|---------------|------------------------------------|
| | | строительных работ | монтажных работ | оборудования | прочих затрат | |
| Оборудование ГПП 35 кВ | | | | | | |
| 1 | Разъединители – РНДЗ-35/1000 У1 0,178·6·196,6=209,97 0,041·6·196,6=48,36 0,19·6·196,6=224,12 | 209,97 | 48,36 | 224,12 | | |
| 2 | Выключатели – ВБЭК-35-25/630 УХЛ1 14,3·4·196,6=11245,52 1,62·4·196,6=1273,96 17,03·4·196,6=13392,4 | 11245,52 | 1273,96 | 13392,4 | | |
| 3 | ОПН/ТЕЛ-35/40,5-550УХЛ1 34,99·2=69,99 8,06·2=16,12 27,04·2=54,08 | 69,99 | 16,12 | 54,08 | | |
| 4 | Трансформатор тока ТФЗМ-35Б-1 1,02·12·196,6=2406,38 0,413·12·196,6=974,35 1,19·12·196,6=2807,45 | 2406,38 | 974,35 | 2807,45 | | |

Продолжение таблицы 13.1

| | | | | | | |
|--|--|----------|---------|----------|---------|-----------|
| 5 | Силовые трансформаторы ТМ-6300/35 11,34·2·196,6=4458,89 4,2·2·196,6=1651,44 11,3·2·196,6=4443,16 | 4458,89 | 1651,44 | 4443,16 | | |
| 6 | Линия АС-70 на железобетонных двухцепных опорах 19,5·12·196,6=46004,4 | | | 46004,4 | | |
| | Итого: | 18390,75 | 3964,23 | 66925,61 | | |
| С учётом территориального коэффициента | 18390,75·1,41=25930,96 3964,23·1,21=4796,72 66925,61·1,07=71610,4 | 25930,96 | 4796,72 | 71610,40 | | |
| Прочие затраты | (25930,96+4796,72)·0,258=7927,74 | | | | 7927,74 | |
| Итого по оборудованию 35 кВ | 25930,96+4796,72+71610,4+7927,74=110265,82 | | | | | 110265,82 |
| Оборудование ГПП 10 кВ | | | | | | |
| 1 | Разъединители – РВ-10/400 УЗ 0,41·4·196,6=322,42 0,04·4·196,6=31,46 0,234·4·196,6=184,02 | 322,42 | 31,46 | 184,02 | | |
| 2 | Предохранители – ПКТ101-10-31,5-12,5 УЗ 0,41·4·196,6=322,42 0,04·4·196,6=31,46 0,25·4·196,6=196,6 | 322,42 | 31,46 | 196,6 | | |
| 3 | ОПН-РТ/TEL-10/10,5 УХЛ2 0,41·2=0,82 1,6·2=3,2 9,15·2=18,3 | 0,82 | 3,2 | 18,3 | | |
| 4 | Ячейки КРУ с выключателями ВВ/TEL-10-12,5/630У2 14,1·20= 282 5·20=100 57·20=1140 | 282 | 100 | 1140 | | |
| 5 | Трансформатор напряжения НА-МИ-10-У2 7,76·2=15,52 0,84·2=1,68 32,3·2=64,6 | 15,52 | 1,68 | 64,6 | | |
| 6 | Ячейка с ТСЗ-63/10 кВ·А 0,41·2·196,6=322,42 0,06·2·196,6=47,18 2,06·2·196,6=1619,98 | 322,42 | 47,18 | 1619,98 | | |
| | Итого: | 1265,60 | 214,98 | 3223,50 | | |
| С учётом территориального коэффициента | 1265,6·1,41=1784,5 214,98·1,21=260,13 3223,5·1,07=3449,15 | 1784,50 | 260,13 | 3449,15 | | |
| Прочие затраты | (1784,5+260,13)·0,26=531,6 | | | | 531,60 | |
| Итого по оборудованию ГПП 10 кВ | 1784,5+260,13+3449,15+531,6=6025,37 | | | | | 6025,37 |
| Цеховое оборудование 10 кВ | | | | | | |
| 1 | Трансформаторы – ТМ-630/10 0,2·2·196,6=78,64 0,71·2·196,6=279,17 1,97·2·196,6=774,6 | 78,64 | 279,17 | 774,6 | | |
| 2 | Трансформаторы – ТМ-1000/10 0,2·2·196,6=78,64 0,71·2·196,6=279,17 2,95·2·196,6=1159,94 | 78,64 | 279,17 | 1159,94 | | |

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

ДП – 140211.65 ПЗ

Лист

87

Продолжение таблицы 13.1

| | | | | | | |
|--|---|--------|---------|---------|---------|-----------|
| 3 | Трансформаторы – ТМ-1600/10 0,31·2·196,6=121,89 1,05·2·196,6=412,86 4,16·2·196,6=1635,71 | 121,89 | 412,86 | 1635,71 | | |
| | Итого: | 279,17 | 971,20 | 3570,25 | | |
| С учётом территориального коэффициента | 279,17·1,41=393,63 971,2·1,21=1175,15 3570,25·1,07=3820,17 | 393,63 | 1175,15 | 3820,17 | | |
| Прочие затраты | (393,63+1175,15)·0,26=407,88 | | | | 407,88 | |
| Итого по цеховому оборудованию 10 кВ | 393,63+1175,15+3820,17+407,88=5796,83 | | | | | 5796,83 |
| Цеховое оборудование 0,4 кВ | | | | | | |
| 1 | Авт. выключатели ISOMAX S2 89,28·14=1249,92 | | | 1249,92 | | |
| Прочие затраты | 1249,92·0,3=374,98 | | | | 374,98 | |
| Итого по цеховому оборудованию 0,4 кВ | 1249,92+374,98=1624,9 | | | | | 1624,9 |
| Итого по оборудованию | 110265,82+6025,37+5796,83+1624,9=123712,92 | | | | | 123712,92 |
| Кабельные линии 10 кВ | | | | | | |
| 1 | ПвП, F=16 мм ² , l=0,858 км 0,2·0,858·196,6=33,74 2,92·0,858·196,6=492,55 | | 33,74 | 492,55 | | |
| 2 | ПвП, F=25 мм ² , l=0,448 км 0,2·0,448·196,6=17,62 3,39·0,448·196,6=298,8 | | 17,62 | 298,8 | | |
| 3 | ПвП, F=35 мм ² , l=1,959 км 0,2·1,959·196,6=77,23 3,7·1,959·196,6=1425,02 | | 77,23 | 1425,02 | | |
| | Итого: | | 128,59 | 2216,37 | | |
| С учётом территориального коэффициента | (128,59+2216,37)·1,08=2532,56 | | | | 2532,56 | |
| Непредвиденные работы и затраты | 2532,56·0,05=126,63 | | | | 126,63 | |
| Всего по КЛ: | 2532,56+126,63=2659,18 | | | | | 2659,18 |
| Итого по смете | 123712,92+2659,18=126372,1 | | | | | 126372,1 |

13.2 Расчёт стоимости потреблённой электроэнергии

Себестоимость единицы электроэнергии складывается из стоимости 1 кВт·ч электроэнергии и издержек по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства, приходящихся на 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии.

Потребляемая электроэнергия, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_П = P_M \cdot T_M, \quad (13.8)$$

где P_M – величина максимума нагрузки, МВт;

T_M – число часов использования максимума нагрузки, ч

$$\mathcal{E}_П = 6,834 \cdot 4100 = 28019,4.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | | Лист |
| | | | | | | 88 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Плата за потребленную электроэнергию, тыс. руб.

$$\Pi = \beta \cdot \mathcal{E}_{\text{п}}, \quad (13.9)$$

$$\Pi = \beta \cdot \mathcal{E}_{\text{п}} = 3,055 \cdot 28019,4 = 85599,27.$$

Полезно используемая электроэнергия, тыс. кВт·ч.

$$\mathcal{E}_{\text{полез}} = \mathcal{E}_{\text{потр}} - \Delta\mathcal{E}, \quad (13.10)$$

где $\Delta\mathcal{E}$ – потери в элементах схемы, тыс. кВт·ч; $\Delta\mathcal{E} = 440,59$ тыс. кВт·ч (см. раздел 3).

$$\mathcal{E}_{\text{полез}} = 28019,4 - 440,59 = 27578,81.$$

13.3 Издержки по эксплуатации электрохозяйства

Издержки по эксплуатации общезаводской части энергохозяйства определяются как сумма расходов на заработную плату, страховые взносы, расходы на ремонт и прочие расходы:

$$I_{\text{с}} = I_{\text{зп, сн}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{а}} + I_{\text{пр}}, \quad (13.11)$$

где $I_{\text{с}}$ – издержки по эксплуатации общезаводской части энергохозяйства;
 $I_{\text{зп, сн}}$ – расходы на заработную плату и страховые взносы;
 $I_{\text{рем}}$ – расходы на ремонт;
 $I_{\text{а}}$ – расходы на амортизацию;
 $I_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

13.3.1 Расходы на заработную плату и страховые взносы

Составляющие расходов на заработную плату:

1. Заработная плата основная (за отработанное время);
2. Заработная плата дополнительная (за неотработанное время) – 7,5% от основной заработной платы;
3. Отчисления на страховые взносы (с основной и дополнительной) заработной платы – 30%

В том числе:

- пенсионный фонд – 22%
- фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%
- фонд социального страхования – 2,9%.

Для расчета заработной платы необходимо определить численность работающих.

Расчет численности эксплуатационного персонала ведется по трудоемкости. За основу расчетов берутся сметы по оборудованию и КЛ. Нормы трудоемкости задаются по справочнику [7] по видам ремонтов. Расчет трудоемкости представлен в таблице 13.2.

Таблица 13.2 – Расчет суммарной трудоемкости всех видов ремонтов

| Наименование оборудования | Кол. | Норма трудоемкости ремонта, чел.ч. | | | Всего (×0,87) |
|---|------|------------------------------------|--------|--------|------------------|
| | | капит. | средн. | текущ. | |
| Оборудование ГПП 35 кВ | | | | | |
| 1 Разъединители - РНДЗ-35/1000 УХЛ1 | 6 | 12 | 3 | 6 | (109,62) |
| 2 Выключатели - ВБЭК-35-25/630 УХЛ1 | 4 | 25 | 0 | 7 | (109,62) |
| 3 ОПН/TEL-35/40,5-550УХЛ1 | 2 | 4 | 2 | 0 | (13,92) |
| 4 Трансформатор тока ТФЗМ-35Б-1 | 12 | 12 | 0 | 3,5 | (161,82) |
| 5 Силовые трансформаторы ТМ-6300/35 | 2 | 284 | 57 | 28 | (738) |
| 6. Воздушная линия АС-70 | 12 | 0 | 0 | 10 | 104,4 |
| Оборудование ГПП 10 кВ | | | | | |
| 1 Разъединители РВ- 10/400 УЗ | 4 | 3 | 0 | 1 | 16 |
| 2 ОПН-РТ/TEL-10-10,5 УХЛ2 | 2 | 4 | 2 | 0 | 16 |
| 3 Ячейки КРУ с выключателями ВВ/TEL-10-12,5/400У2 | 20 | 24 | 0 | 7 | 620 |
| 4 Предохранители ПКТ101-10-31,5-12,5 УЗ | 4 | 4 | 2 | 0 | 32 |
| 5 Ячейка с ТСЗ-63/10 кВА | 2 | 130 | 25 | 2 | 314 |
| 6 Трансформаторы напряжения НАМИ-10-У2 | 2 | 25 | 8 | 0,5 | 67 |
| Цеховое оборудование 10 кВ | | | | | |
| 1 Трансформаторы ТМ-630/10 | 2 | 220 | 100 | 44 | 728 |
| 2 Трансформаторы ТМ-1000/10 | 2 | 276 | 124 | 55 | 910 |
| 3 Трансформаторы ТМ-1600/10 | 4 | 292 | 130 | 59 | 1924 |
| Цеховое оборудование 0,4 кВ | | | | | |
| 1 Автоматические выключатели ISO-MAX S2 | 14 | 21 | 0 | 6 | 378 |
| Кабельные линии: | | | | | |
| 1 ПвП | 3,27 | 0 | 0 | 10 | 32,7 |
| Итого суммарная трудоемкость всех видов работ | | | | | 6657,82 |

Тарифный фонд заработной платы эксплуатационных рабочих, руб.

$$ЗП_{\text{т}}^{\text{э}} = c_{\text{т}}^{\text{э}} \cdot r_{\text{сп}} \cdot 1800, \quad (13.12)$$

где c_m^3 – тарифная ставка эксплуатационных рабочих при повременной оплате, руб./ч;

$r_{сп}$ – списочный состав рабочих, чел.;

1800 – действительный годовой фонд времени одного рабочего.

$$r_{сп} = 1,1 \cdot r_я, \quad (13.13)$$

где $r_я$ – явочный состав рабочих, чел.

$$r_я = \frac{\sum T_{кстр} \cdot K}{H_m}, \quad (13.14)$$

где $T_{кстр}$ – среднегодовая трудоемкость ремонтных работ силового оборудования и сетей, чел·ч (см. таблицу 24);

H_m – норма межремонтного обслуживания.

$$r_я = \frac{6497,74 \cdot 3}{1000} = 20,$$

$$r_{сп} = 1,1 \cdot 20 = 22,$$

$$ЗП_T^3 = 68,42 \cdot 22 \cdot 1800 = 3078900.$$

Для получения годового фонда заработной платы необходимо тарифный фонд увеличить, учитывая доплаты, относящиеся к часовому, дневному и годовому фондам:

- премии, руб.

$$П = 0,25 \cdot ЗП_T^3, \quad (13.15)$$

- районный коэффициент, руб.

$$РК = 0,5 \cdot ЗП_T^3, \quad (13.16)$$

- ночные часы, руб.

$$НЧ = 0,047 \cdot ЗП_T^3, \quad (13.17)$$

- праздничные дни, руб.

$$ПД = 2 \cdot 0,03 \cdot 0,5 \cdot ЗП_T^3, \quad (13.18)$$

Дневной фонд заработной платы, руб.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 91 |

$$\text{ДФЗП} = \text{П} + \text{РК} + \text{НЧ} + \text{ПД} + \text{ЗП}_T^9. \quad (13.19)$$

Отпуска и выполнение государственных обязанностей, руб.

$$\text{О} = 0,075 \cdot \text{ДФЗП}. \quad (13.20)$$

Начисления на страховые взносы, руб.

$$\text{СН} = 0,3 \cdot (\text{ДФЗП} + \text{О}). \quad (13.21)$$

Годовой фонд заработной платы, руб.

$$\text{ФЗП} = \text{ДФЗП} + \text{О} + \text{СН}. \quad (13.22)$$

Таблица 13.3 – Расчёт годового фонда заработной платы эксплуатационных рабочих

| Наименование доплаты | Обозначение | Сумма, руб. |
|--------------------------------|-----------------|-------------|
| Тарифный фонд заработной платы | ЗП_T^9 | 3078900,00 |
| Премии | П | 769725,00 |
| Районный коэффициент | РК | 1539450,00 |
| Ночные часы | НЧ | 144708,30 |
| Праздничные дни | ПД | 92367,00 |
| Итого | ДФЗП | 5625150,30 |
| Отпуска | О | 421886,27 |
| Начисления на страховые взносы | СН | 1814110,97 |
| Фонд заработной платы | ФЗП | 7861147,54 |

13.3.2 Затраты на ремонт

Затраты на ремонт включают основную и дополнительную зарплаты ремонтного персонала, стоимость материальных ресурсов на ремонтные нужды и цеховые расходы.

Тарифная зарплата ремонтных рабочих, руб.

$$\text{ЗП}_T^P = c_T^P \cdot T_{\text{кстр}}, \quad (13.23)$$

где c_m^P – тарифная ставка ремонтных рабочих, руб./ч.

$$\text{ЗП}_T^P = 78,69 \cdot 6657,82 = 523903,86,$$

- премии, руб.

$$\Pi = 0,25 \cdot ЗП_{\text{т}}^{\text{р}}, \quad (13.24)$$

- районный коэффициент, руб.

$$\text{РК} = 0,5 \cdot ЗП_{\text{т}}^{\text{р}}, \quad (13.25)$$

- ночные часы, руб.

$$\text{НЧ} = 0,047 \cdot ЗП_{\text{т}}^{\text{р}}, \quad (13.26)$$

- праздничные дни, руб.

$$\text{ПД} = 2 \cdot 0,03 \cdot 0,5 \cdot ЗП_{\text{т}}^{\text{р}}, \quad (13.27)$$

Дневной фонд заработной платы, руб.

$$\text{ДФЗП} = \Pi + \text{РК} + \text{НЧ} + \text{ПД} + ЗП_{\text{т}}^{\text{р}}. \quad (13.28)$$

Отпуска и выполнение государственных обязанностей, руб.

$$\text{О} = 0,075 \cdot \text{ДФЗП}. \quad (13.29)$$

Начисления на страховые взносы, руб.

$$\text{СН} = 0,3 \cdot (\text{ДФЗП} + \text{О}). \quad (13.30)$$

Годовой фонд заработной платы, руб.

$$\text{ФЗП} = \text{ДФЗП} + \text{О} + \text{СН}. \quad (13.31)$$

Таблица 13.4 – Расчёт годового фонда заработной платы ремонтного персонала

| Наименование доплаты | Обозначение | Сумма, руб. |
|--------------------------------|----------------------------|-------------|
| Тарифный фонд заработной платы | $ЗП_{\text{т}}^{\text{р}}$ | 523903,86 |
| Премии | Π | 130975,96 |
| Районный коэффициент | РК | 261951,93 |
| Ночные часы | НЧ | 24623,48 |
| Праздничные дни | ПД | 106231,50 |
| Итого | ДФЗП | 1047686,73 |
| Отпуска | О | 78576,50 |

Продолжение таблицы 13.4

| | | |
|--------------------------------|-----|------------|
| Начисления на страховые взносы | СН | 337878,97 |
| Фонд заработной платы | ФЗП | 1464142,20 |

Вторая составляющая затрат на ремонт определяет стоимость материалов, полуфабрикатов, запасных частей и т. п. и принимается в размере 300% к основной заработной плате ремонтных рабочих, руб.

$$M = 3 \cdot ЗП_{\text{т}}^{\text{р}} \quad (13.32)$$

Цеховые расходы планируются в размере 100-120 % от основной заработной платы ремонтных рабочих, руб.

$$ЦР = 1,2 \cdot ЗП_{\text{т}}^{\text{р}}. \quad (13.33)$$

Таким образом, представим в таблице 13.5 суммарные затраты на ремонт.

Таблица 13.5 – Затраты на ремонт

| Статьи расходов | Сумма, руб. |
|--------------------|-------------|
| 1 Заработная плата | 1464142,20 |
| 2 Материалы | 1571711,57 |
| 3 Цеховые расходы | 628684,63 |
| Итого | 3664538,40 |

13.3.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления определяют исходя из срока полезного использования и капитальных вложений дифференцированно по каждой группе основных фондов. Данные расчетов сведены в таблицу 13.6.

Таблица 13.6 – Амортизационные отчисления

| Элементы основных фондов | Срок полезного использования, лет | Нормы амортизации, % | Капитальные вложения, тыс. руб. | Годовые амортизационные отчисления, тыс. руб. |
|--------------------------|-----------------------------------|----------------------|---------------------------------|---|
| Оборудование ГПП 35 кВ | 15 | 6,66 | 110265,82 | 7351,05 |
| Оборудование ГПП 10 кВ | 10 | 10 | 6025,37 | 602,54 |

Продолжение таблицы 13.6

| | | | | |
|----------------------------|----|------|-----------|---------|
| Оборудование цеховое 10 кВ | 10 | 10 | 5796,83 | 579,68 |
| Оборудование цеховое 0,4кВ | 5 | 20 | 1624,90 | 324,98 |
| Кабели силовые | 15 | 6,66 | 2659,18 | 177,28 |
| Итого | | | 126372,10 | 8858,25 |

13.3.4 Прочие расходы

Прочие расходы принимаются в размере 0,5-1 % от основной заработной платы эксплуатационного персонала, руб.

$$ПР = 0,01 \cdot ЗП_r, \quad (13.34)$$

$$ПР = 0,01 \cdot 3078900 = 30789.$$

Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства представлены в таблице 13.7.

Таблица 13.7 – Издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства

| Наименование статей расходов | Сумма | |
|---|-----------|-----------|
| | тыс. руб. | % к итогу |
| 1 Заработная плата основная и дополнительная с начислениями на страховые взносы | 7861,15 | 38,51 |
| 2 Затраты на ремонт | 3664,54 | 17,95 |
| 3 Амортизационные отчисления | 8858,25 | 43,39 |
| 4 Прочие расходы | 30,79 | 0,15 |
| Итого | 20414,73 | 100 |

Таким образом, издержки по эксплуатации общезаводской части энергохозяйства составляют 20414,73 тыс. руб.

13.4 Калькуляция себестоимости продукции

Себестоимость определяется из отношения расходов к полезно используемой электроэнергии, руб./кВт·ч.

$$C_{\text{э}} = \frac{I_{\Sigma} + П_{\text{э}}}{\text{Э}_{\text{полез}}}, \quad (13.35)$$

$$C_9 = \frac{20414,73 + 85599,27}{27578,81} = 3,84$$

Таблица 13.8 – Калькуляция себестоимости электроэнергии

| Показатели и статьи расходов | Единицы измерения | Абсолютная величина |
|---|-------------------|---------------------|
| 1 Потребленная энергия | тыс. кВт·ч | 28019,40 |
| 2 Годовой максимум нагрузки | кВт | 6833,79 |
| 3 Ставка по тарифу за потребленную электроэнергию (с учетом НДС) | руб./кВт·ч | 3,055 |
| 4 Плата за потребленную электроэнергию | тыс. руб. | 85599,27 |
| 5 Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства | тыс. руб. | 20414,73 |
| 6 Всего расходов | тыс. руб. | 106014,00 |
| 7 Потери электроэнергии | тыс. кВт·ч | 440,59 |
| 8 Полезно используемая электроэнергия | тыс. кВт·ч | 27578,81 |
| 9 Себестоимость 1 кВт/ч потребл. эл. энергии | руб./кВт·ч | 3,84 |

13.5 Техничко-экономические показатели системы электроснабжения

В заключение экономической части необходимо привести таблицу с основными технико-экономическими показателями проектируемой системы электроснабжения. В таблицу включены следующие показатели (таблица 13.9).

Таблица 13.9 – Техничко-экономические показатели

| Показатели | Обозначение | Единица измерения | Количество |
|---|---|-------------------|------------|
| 1 Установленная мощность | P_y | кВт | 6460 |
| 2 Расчетная мощность | P_p | кВт | 6833,79 |
| 3 Полная мощность | S_{pBH} | кВ·А | 7725,02 |
| 4 Напряжение внешнего электроснабжения | U_{BH} | кВ | 35 |
| 5 Напряжение внутреннего электроснабжения | U_{HH} | кВ | 10,5 |
| 6 Коэффициент мощности | $\cos\phi$ | о.е. | 0,796 |
| 7 Количество, тип и мощность трансформаторов на ГПП | 2×ТМ-6300/35 | | |
| 8 Конструктивное выполнение ГПП | Схема с выключателями и разъединителями | | |
| 9 Максимальная заявленная мощность | P_m | кВт | 6833,79 |
| 10 Количество цеховых подстанций и их мощность | 2×630; 2×1000; 4×1600 | | |

Продолжение таблицы 13.9

| | | | |
|--|--|---------------|---------------|
| 11 Принятая схема внутреннего электроснабжения | Радиальная | | |
| 12 Потребление электрической энергии предприятием за год | $\mathcal{E}_п$ | тыс. кВт·ч | 28019,4 |
| 13 Компенсируемая реактивная мощность | $Q_{нк}$ $Q_{вк}$ | квар | 600 1800 |
| 14 Потери активной мощности | ΔP | кВт | 138,27 |
| 15 Потери энергии | $\Delta \mathcal{E}_{пот}$ | тыс. кВт·ч | 440,59 |
| 16 Капитальные затраты на электрооборудование предприятия | K | тыс. руб. | 126372,1 |
| 17 Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности | $K_{уд}$ | тыс. руб./кВт | 19,56 |
| 18 Годовые издержки по обслуживанию электрооборудования и сетей | $I_{год}$ | тыс. руб. | 20414,73 |
| 19 Численность персонала | $r_{сп}$ | чел. | 22 |
| 20 Годовой фонд основной и дополнительной заработной платы эксплуатационного персонала | $\Phi ЗП$ | тыс. руб. | 7861,15 |
| 21 Коэффициент обслуживания | K_o | чел/МВт | 3,87 |
| 22 Стоимость электроэнергии (плата энергосистеме) | $П_{\Sigma}$ | тыс. руб. | 85599,27 |
| 23 Расход электроэнергии на единицу продукции | $\bar{\mathcal{E}}_н$ $\bar{\mathcal{E}}_ф$ | кВт·ч | 350 344,48 |
| а) Нормативный расход электроэнергии | | | |
| б) Фактический расход электроэнергии | | | |
| 24 Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии | c_3 | руб./кВт·ч | 3,84 |

Коэффициент обслуживания, чел/МВт

$$K_o = \frac{r_{сп}}{P_y}, \quad (13.36)$$

$$K_o = \frac{22}{6,46} = 3,87 .$$

Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности, тыс. руб./кВт

$$K_{уд} = \frac{K}{P_y}, \quad (13.37)$$

$$K_{уд} = \frac{126372,1}{6460} = 19,56 .$$

Количество выпускаемой продукции

$$B = \frac{\mathcal{E}}{\bar{\mathcal{E}}_n}, \quad (13.38)$$

$$B = \frac{28019,4}{350} = 80,06 .$$

Фактический расход электроэнергии, кВт·ч.

$$\bar{\mathcal{E}}_\phi = \frac{\mathcal{E}_{\text{полезн.}}}{B}, \quad (13.39)$$

$$\bar{\mathcal{E}}_\phi = \frac{27578,81}{80,06} = 344,48 .$$

13 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, с изменениями и дополнениями. – М.: издание ЭМАС, 2003. – 192 с.

14 Охрана труда в электроустановках / Под. ред. Б. А. Князевского. – М.: Энергоатом издат, 1983. – 336с.

15 Основы экологии. Уч. пособие /В. Н. Кормилицын, М. С. Цицкишвили, Б. И. Яламов. М.: МПУ, 1997. – 368 с.

16 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2-й выпуск (по состоянию на 1 ноября 2005г.) Новосибирск; Сиб. унив. издательство, 2005. – 253 с.

17 Безопасность жизнедеятельности в техносфере. Уч. Пособие / Под ред. О. И. Русака, В. Я. Кондрасенко. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. – 431с.

18 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

19 ГОСТ Р. 12.1.004.-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

20 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и токов.

21 НПБ 110-99. Нормы пожарной безопасности. Перечень зданий и сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими устройствами пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации.

22 www.elinsvo.ru

23 www.etm.ru

24 СТО 4.2-07-2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности [Текст].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | ДП – 140211.65 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 100 |

Расчёт токов короткого замыкания

Базисные условия

$$S_б := 100$$

$$U_{б1} := 37 \text{ кВ} \quad U_{б2} := 10.5 \text{ кВ} \quad U_{б3} := 0.4 \text{ кВ}$$

$$I_{б1} := \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = 1.56 \text{ кА}$$

$$I_{б2} := \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б2}} = 5.499 \text{ кА}$$

$$I_{б3} := \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б3}} = 144.338 \text{ кА}$$

Режимные параметры

$$GS \quad E1 := 1$$

$$H1 \quad E2 := 0.85$$

$$M \quad E3 := 1.1$$

Вычисляем системные параметры

$$T1 \quad S_{НОМ} := 40 \text{ МВА} \quad U_{КВН} := 17.5 \% \quad U_{КСН} := 6.5 \% \quad U_{КВС} := 10.5 \% \\ P_K := 200 \text{ кВт}$$

$$U_{КВ} := 0.5 \cdot (U_{КВС} + U_{КВН} - U_{КСН}) \quad U_{КВ} = 10.75 \%$$

$$U_{КС} := 0.5 \cdot (U_{КВС} + U_{КСН} - U_{КВН}) \quad U_{КС} = -0.25 \%$$

$$U_{КН} := 0.5 \cdot (U_{КВН} + U_{КСН} - U_{КВС}) \quad U_{КН} = 6.75 \%$$

$$x1 := \frac{U_{КВ} \cdot S_б}{100 \cdot S_{НОМ}} = 0.269 \quad r1 := \frac{P_K \cdot S_б \cdot 10^{-3}}{S_{НОМ}^2} = 0.013$$

$$x2 := 0 \quad r2 := 0$$

$$T2 \quad U_{К2} := 7.5 \% \quad S_{НОМ2} := 6.3 \text{ МВА} \quad P_{К2} := 46 \text{ кВт}$$

$$x3 := \frac{U_{К2} \cdot S_б}{100 \cdot S_{НОМ2}} = 1.19 \quad r3 := \frac{P_{К2} \cdot S_б \cdot 10^{-3}}{S_{НОМ2}^2} = 0.116$$

$$T3 \quad U_{К3} := 5.5 \% \quad S_{НОМ3} := 1.6 \text{ МВА} \quad P_{К3} := 16 \text{ кВт}$$

$$x4 := \frac{U_{К3} \cdot S_б}{100 \cdot S_{НОМ3}} = 3.438 \quad r4 := \frac{P_{К3} \cdot S_б \cdot 10^{-3}}{S_{НОМ3}^2} = 0.625$$

$$W1 \quad r01 := 0.428 \quad \frac{O_M}{KM} \quad x01 := 0.432 \quad \frac{O_M}{KM} \quad l1 := 12 \quad KM$$

$$x5 := x01 \cdot l1 \cdot \frac{S\delta}{U\delta 1^2} = 0.379 \quad r5 := r01 \cdot l1 \cdot \frac{S\delta}{U\delta 1^2} = 0.375$$

$$W2 \quad r02 := 0.52 \quad \frac{O_M}{KM} \quad x02 := 0.095 \quad \frac{O_M}{KM} \quad l2 := 0.303 \quad KM$$

$$x6 := x02 \cdot l2 \cdot \frac{S\delta}{U\delta 2^2} = 0.026 \quad r6 := r02 \cdot l2 \cdot \frac{S\delta}{U\delta 2^2} = 0.143$$

$$W3 \quad r03 := 1.15 \quad \frac{O_M}{KM} \quad x03 := 0.113 \quad \frac{O_M}{KM} \quad l3 := 0.203 \quad KM$$

$$x7 := x03 \cdot l3 \cdot \frac{S\delta}{U\delta 2^2} = 0.021 \quad r7 := r03 \cdot l3 \cdot \frac{S\delta}{U\delta 2^2} = 0.212$$

H1

$$S := 1.6 \quad MBA \quad x := 0.35$$

$$x8 := \frac{S\delta \cdot x}{S} = 21.875 \quad r8 := \frac{x1}{2.5} = 0.108$$

M

$$kI := 6.91 \quad K\pi := 2.22 \quad \cos\phi := 0.75 \quad \eta := 0.969 \quad n := 1 \quad P_{НОМ} := 0.55$$

$$x_{II} := \frac{1}{kI} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{K\pi \cdot \cos\phi}{kI^2} \right)} = 0.142$$

$$x9 := x_{II} \cdot \frac{S\delta \cdot \eta \cdot \cos\phi}{n \cdot P_{НОМ}} = 18.786 \quad r9 := \frac{S\delta \cdot \eta \cdot \cos\phi \cdot K\pi^2 \cdot \cos\phi}{n \cdot P_{НОМ} \cdot kI^3} = 1.48$$

Расчет:

Точка К-1

$$x10 := x1 + x2 + x5$$

$$r10 := r1 + r2 + r5$$

$$x11 := x4 + x6 + x8$$

$$r11 := r4 + r6 + r8$$

$$x12 := x7 + x9$$

$$r12 := r7 + r9$$

$$x13 := \frac{x12 \cdot x11}{x12 + x11}$$

$$r13 := \frac{r12 \cdot r11}{r12 + r11}$$

$$E4 := \frac{(E2 \cdot x12 + E3 \cdot x11)}{(x11 + x12)}$$

$$x14 := x13 + x4$$

$$r14 := r13 + r4$$

$$X_{\Sigma K1} := \frac{x10 \cdot x14}{x10 + x14} = 0.619$$

$$R_{\Sigma K1} := \frac{r10 \cdot r14}{r10 + r14} = 0.293$$

$$E_{\Sigma K1} := \frac{(E4 \cdot x10 + E1 \cdot x14)}{(x10 + x14)} = 1$$

Точка К-2

$$x15 := x10 + x3$$

$$r15 := r10 + r3$$

$$X_{\Sigma K2} := \frac{x15 \cdot x13}{x15 + x13} = 1.571$$

$$R_{\Sigma K2} := \frac{r15 \cdot r13}{r15 + r13} = 0.269$$

$$E_{\Sigma K2} := \frac{E4 \cdot x15 + E1 \cdot x13}{x13 + x15} = 0.999$$

Точка К-3

$$x16 := \frac{x15 \cdot x11}{x15 + x11}$$

$$r16 := \frac{r15 \cdot r11}{r15 + r11}$$

$$E5 := \frac{E2 \cdot x15 + E1 \cdot x11}{x11 + x15}$$

$$x17 := x16 + x7$$

$$r17 := r16 + r7$$

$$X_{\Sigma K3} := \frac{x17 \cdot x9}{x17 + x9} = 1.588$$

$$R_{\Sigma K3} := \frac{r17 \cdot r9}{r17 + r9} = 0.391$$

$$E_{\Sigma K3} := \frac{E3 \cdot x17 + E5 \cdot x9}{x17 + x9} = 0.999$$

Точка К-4

$$x18 := \frac{x12 \cdot x15}{x12 + x15}$$

$$r18 := \frac{r12 \cdot r15}{r12 + r15}$$

$$E6 := \frac{E3 \cdot x15 + E1 \cdot x12}{x12 + x15}$$

$$x19 := x18 + x6$$

$$r19 := r18 + r6$$

$$x20 := x8 + x4$$

$$r20 := r8 + r4$$

$$X_{\Sigma K4} := \frac{x20 \cdot x19}{x20 + x19} = 1.593$$

$$R_{\Sigma K4} := \frac{r20 \cdot r19}{r20 + r19} = 0.308$$

$$E_{\Sigma K4} := \frac{E6 \cdot x20 + E2 \cdot x19}{x20 + x19} = 0.999$$

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

Точка К-5

$$x_{21} := x_{12} + x_4$$

$$X_{\Sigma K5} := \frac{x_8 \cdot x_{21}}{x_8 + x_{21}} = 11.029$$

$$E_{\Sigma K5} := \frac{E_6 \cdot x_{21} + E_2 \cdot x_8}{x_{21} + x_8} = 0.93$$

$$r_{21} := r_{12} + r_4$$

$$R_{\Sigma K5} := \frac{r_8 \cdot r_{21}}{r_8 + r_{21}} = 0.103$$

Определим токи К3

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 1} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma K1}, X_{\Sigma K1})$$

$$I_{K31} := \frac{E_{\Sigma K1} \cdot I_{\delta 1}}{Z_{\Sigma 1}} = 2.277 \quad \text{кА}$$

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 2} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma K2}, X_{\Sigma K2})$$

$$Z_{\Sigma 2} = 1.571$$

$$I_{K32} := \frac{E_{\Sigma K2} \cdot I_{\delta 2}}{Z_{\Sigma 2}} = 3.498 \quad \text{кА}$$

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 3} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma K3}, X_{\Sigma K3})$$

$$Z_{\Sigma 3} = 1.588$$

$$I_{K33} := \frac{E_{\Sigma K3} \cdot I_{\delta 2}}{Z_{\Sigma 3}} = 3.46 \quad \text{кА}$$

$$Z_{\Sigma} (R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 4} := Z_{\Sigma} (R_{\Sigma K4}, X_{\Sigma K4})$$

$$Z_{\Sigma 4} = 1.593$$

$$I_{K34} := \frac{E_{\Sigma K4} \cdot I_{\delta 2}}{Z_{\Sigma 4}} = 3.447 \quad \text{кА}$$

$$Z_{\Sigma} (R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 5} := Z_{\Sigma} (R_{\Sigma K5}, X_{\Sigma K5})$$

$$Z_{\Sigma 5} = 11.029$$

$$I_{K35} := \frac{E_{\Sigma K5} \cdot I_{\delta 3}}{Z_{\Sigma 5}} = 12.172 \quad \text{кА}$$

Определение ударного тока КЗ

Определим постоянную времени затухания апериодической слагающей аварийного тока

Ударный коэффициент

$$T_{a1} := \frac{X_{\Sigma K1}}{(3.14 \cdot R_{\Sigma K1})} = 0.673$$

$$K_{уд1} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a1}}}$$

$$T_{a2} := \frac{X_{\Sigma K2}}{(3.14 \cdot R_{\Sigma K2})} = 1.86$$

$$K_{уд2} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}}$$

$$T_{a3} := \frac{X_{\Sigma K3}}{(3.14 \cdot R_{\Sigma K3})} = 1.293$$

$$K_{уд3} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a3}}}$$

$$T_{a4} := \frac{X_{\Sigma K4}}{(3.14 \cdot R_{\Sigma K4})} = 1.648$$

$$K_{уд4} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a4}}}$$

$$T_{a5} := \frac{X_{\Sigma K5}}{(3.14 \cdot R_{\Sigma K5})} = 34.19$$

$$K_{уд5} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a5}}}$$

Определим ударные токи КЗ

$$I_{уд1} := I_{K31} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд1} = 6.393 \quad \text{кА}$$

$$I_{уд2} := I_{K32} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд2} = 9.867 \quad \text{кА}$$

$$I_{уд3} := I_{K33} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд3} = 9.749 \quad \text{кА}$$

$$I_{уд4} := I_{K34} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд4} = 9.721 \quad \text{кА}$$

$$I_{уд5} := I_{K35} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд5} = 34.424 \quad \text{кА}$$

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

Графическая часть

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ПИ ДП – 140211.65 – ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 106 |