

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция системы электроснабжения завода сельскохозяйственного машиностроения

Обучающийся

Д.Н. Шабуров

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

При выполнении работы был рассмотрен ряд вопросов, направленных на проектирование надёжной системы электроснабжения предприятия, занятого выпуском сельскохозяйственной техники различного назначения.

По укрупненным показателям были определены расчетные электрические нагрузки силовых электроприемников для каждого из производственных и вспомогательных цехов предприятия, а также выполнен расчет нагрузок системы внутреннего освещения производственных корпусов.

Для каждого из цехов было определено необходимое количество внутрицеховых трансформаторных подстанций, мощность устанавливаемых на них трансформаторов и необходимая мощность устройств компенсации реактивной мощности на сторонах низкого и высокого напряжения на ТП.

Выполнен обоснованный выбор на основе технико-экономических показателей системы внутреннего электроснабжения производственных корпусов по территории предприятия и системы внешнего электроснабжения от подстанции электроэнергосистемы до ГПП предприятия.

Определены токи короткого замыкания в электрической сети предприятия.

Произведен расчет сечений проводников и электрических аппаратов, устанавливаемых в системе электроснабжения предприятия. Все выбранное оборудование и проводники были проверены на устойчивость к термическому и электродинамическому воздействиям токов КЗ.

Для здания энергоблока произведён расчет параметров системы заземления и молниезащиты.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объемом 52 страницы формата А4, включая 9 таблиц и 3 рисунка. Графическая часть работы состоит из 6 чертежей, выполненных на формате А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика предприятия.....	6
2 Определение параметров системы электроснабжения завода сельскохозяйственного машиностроения	9
2.1 Расчет максимальных электрических нагрузок от силовых электроприемников и от системы внутрицехового электроосвещения	9
2.2 Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения завода сельскохозяйственного машиностроения и выбор оптимальной	11
2.2.1 Расчет показателей надежности схемы электроснабжения	13
2.2.2 Расчет ожидаемых перспективных нагрузок на шинах 0,4 цеховых ТП	17
2.2.3 Определение мощности устройств КРМ.....	18
2.2.4 Расчет необходимого числа и номинальной мощности силовых трансформаторов для установки на цеховых ТП	19
2.2.5 Определение сечений КЛ.....	21
2.2.6 Выбор схемы внешнего электроснабжения.....	26
2.3 Определение токов КЗ	30
2.4 Расчет параметров проводников и электрических аппаратов, устанавливаемых в системе электроснабжения предприятия.....	37
2.4.1 Определение типа и параметров высоковольтного выключателя..	37
2.4.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	41
2.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	41
2.4.4 Выбор и проверка автоматических выключателей на номинальное напряжение 0,4 кВ на ТП.....	44
3 Определение параметров системы заземления энергоблока и его молниезащиты	46
Заключение	49
Список используемой литературы	50

Введение

«Ввод в действие новых предприятий, расширение существующих, рост энерговооруженности, широкое внедрение различных видов электротехнологий во всех отраслях производств выдвигают проблему их рационального электроснабжения.

Система распределения столь большого количества электроэнергии на промышленных предприятиях должна обладать высокими техническими и экономическими показателями и базироваться на новейших достижениях современной техники. Поэтому электроснабжение промышленных предприятий должно основываться на использовании современного конкурентоспособного электротехнического оборудования, надежных экономичных аппаратах, прогрессивных конструкциях схем питания, широком применении автоматизации.

Электрическую часть всех вновь сооружаемых, реконструируемых, технически перевооружаемых промышленных предприятий выполняют в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

К промышленным предприятиям относят заводы (в том числе опытные заводы научно-исследовательских институтов), комбинаты, фабрики, шахты, карьеры, производственные и ремонтные базы, типографии, предприятия железнодорожного, водного, воздушного, трубопроводного и городского транспорта, ремонтно-механические заводы «Сельхозтехника» и др.» [1-4].

К действующим электроустановкам относятся имеющие источники электроэнергии, которые находятся под напряжением полностью или частично, или такие, на которые в любой момент времени может быть подано напряжение включением коммутационной аппаратуры.

«Электроснабжение предприятий разделяют на внешнее и внутреннее. При этом под внешним электроснабжением понимают комплекс сооружений, обеспечивающих передачу электроэнергии от выбранной точки присоединения к энергосистеме до приемных подстанций предприятия.

Внутреннее электроснабжение — это комплекс сетей и подстанций, расположенных, как правило, на территории предприятия и в его цехах.

Проектированию внешнего электроснабжения отдельного предприятия предшествует разработка перспективного плана развития производительных сил данного промышленного района на ближайшие 10-15 лет. На основе этого плана разрабатывается проект развития энергетической системы, включая развитие сетевых устройств. В проекте развития энергосистемы намечаются источники электроэнергии для данного района, их мощность и очередность строительства, определяются места расположения и схемы основных подстанций энергосистемы, от которых намечается осуществлять питание промышленных предприятий, городов и поселков» [2].

Целью работы является создание надежной системы электроснабжения завода сельскохозяйственного машиностроения, обеспечивающей минимальные потери электрической энергии при ее передаче и трансформации.

1 Характеристика предприятия

Завод сельскохозяйственного машиностроения является одним из подразделений агропромышленного холдинга и обеспечивает производство, ремонт и обслуживание сельскохозяйственной техники, используемой на предприятиях холдинга.

«Соблюдение севооборота позволяет производить агрохолдингу товарную продукцию: картофель, сахарную свеклу, овощи, которые в структуре посевных площадей занимают 5% и более. Имея паспорт на производство элитных семян зерновых и зернобобовых культур, хозяйство полностью обеспечивает свои потребности в семенах высоких репродукций, а также ежегодно реализует более 1,5 тыс. тонн семян сельскохозяйственным предприятиям. Фуражное зерно дорабатывается на 4 зерносушильных комплексах, а хранится в трех зернохранилищах вместимостью 15 тысяч тонн каждый. Комбикорма для свиней и крупного рогатого скота производится в комбикормовом цехе, производительность которого составляет 15 тонн в час. Тысячу гектаров отводится в севообороте под озимый рапс, семена которого перерабатываются в хозяйстве, а продукцию переработки (жмых и масло) используют для улучшения питательной ценности концентрированных кормов. В хозяйстве имеется промышленный яблоневый сад интенсивного типа на площади 148 га с капельным орошением, выращивается голубика. Яблоки хранятся в фруктохранилище, мощность которого составляет – 3000 тонн» [7].

В открытом акционерном обществе имеется 5 молочно-товарных комплексов, расположенных вблизи населенных пунктов, комплекс по выращиванию нетелей мощностью на 1000 голов выращивания в год, комплекс по откорму крупного рогатого скота, а также 1 молочно-товарная ферма и ферма по откорму крупного рогатого скота. На производственных площадях находится одновременно 17,2 тысяч голов крупного рогатого скота, в том числе 5400 дойных коров.

«Свиноводство – основная отрасль хозяйства. Имеется племенная ферма на 500 свиноматок, ремонтные свинки с которой поступают на воспроизводство на репродукторную ферму, мощность репродуктора рассчитана на выращивание 35000 поросят-отъемышей в год.

На основном свиноводческом комплексе имеется две репродукторные фермы и две откормочные площадки. Одновременно на всех свиноводческих объектах может располагаться - 86 тысяч голов свиней, ежегодно рождается 160-165 тысяч поросят» [9].

Предприятие выращивает более 15 сортов картофеля Германской и Голландской селекций. Постоянно совершенствуя свои технологии, предприятие заключило контракт с ведущим производителем картофеля «Albert Bartlett & Sons Limited». Весной 2015 года закуплена партия сменного материала высочайшего качества.

Посадка и уборка максимально автоматизированы за счёт использования новейшей техники от ведущих мировых производителей. «Применение современных систем орошения с автоматическими метеостанциями позволило повысить урожайность с 1 га. на 30-50%. С целью расширения мощностей по хранению овощей и ежегодного обновления семенного фонда, предприятие построило дополнительное овощехранилище на 9200 тонн для семенного материала» [7].

В 2019 г. открыт инвестпроект по организации производства, которое будет способствовать успешному участию холдинга в процессах импортозамещения.

Проектом предусмотрено:

- Организация производства моркови - 64 тыс. тонн;
- Приобретение сельхозтехники и установка систем орошения;
- Строительство 4 овощехранилищ по 13 тыс. тонн каждое; завода по переработке моркови.

Обслуживание и ремонт многочисленной техники агрохолдинга производит производственно-ремонтное предприятие, электроснабжение которого рассматривается в данной работе.

«Одним из новых направлений предприятия является производство приспособлений для уборки подсолнечника, которые представляют собой комплект узлов и деталей, необходимых для переоборудования зерновых жаток комбайнов как отечественного, так и зарубежного производства.

Приспособление быстро и удобно монтируется на жатке комбайна без какой-либо ее доработки, что позволяет сэкономить значительные средства по сравнению с покупкой специальной жатки.

По техническим возможностям и производительности приспособление полностью заменяет жатку для уборки подсолнечника будучи при этом в 8-10 раз дешевле» [6].

Выводы по разделу. В разделе дана краткая характеристика выпускаемой продукции и описана роль предприятия в структуре агрохолдинга.

2 Определение параметров системы электроснабжения завода сельскохозяйственного машиностроения

2.1 Расчет максимальных электрических нагрузок от силовых электроприемников и от системы внутрицехового электроосвещения

Определение значения расчетной силовой нагрузки групп электроприемников производим по методу коэффициента спроса, изложенному в литературе [7, 8].

«Расчетная активная нагрузка определяется по формуле» [7]:

$$P_p = k_c \cdot P_{уст} \quad (1)$$

где « k_c - коэффициент спроса;

$P_{уст}$ - установленная мощность объекта» [7].

Значение расчетной реактивной нагрузки находим путем умножения полученного значения активной мощности на коэффициент мощности:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\phi \quad (2)$$

где « Q_p - реактивная расчетная нагрузка,

$\operatorname{tg}\phi$ - соответствует характерному для данного объекта $\cos\phi$ » [1].

«Расчетная активная нагрузка системы искусственного освещения, в соответствии с методом удельной нагрузки, определяется по формуле» [7]:

$$P_{po} = F \cdot P_{уд} \quad (3)$$

где « F - площадь объекта;

$P_{уд}$ - удельная нагрузка освещения» [7].

Путем сложения полученных значений активных мощностей по силовым ЭП и системе внутреннего помещения получаем итоговое значение мощности по каждому цеху предприятия:

$$P_{p.сум} = P_p + P_{po} \quad (4)$$

«Значение полной мощности найдем по формуле» [7]:

$$S_p = \sqrt{P_{p1}^2 + Q_p^2} \quad (5)$$

В качестве примера произведем расчет ожидаемых электрических нагрузок по корпусу цветного литья. Далее представлены исходные данные, необходимые для выполнения расчетов:

$$P_n = 6510 \text{ Вт}; K_c = 0,8; \cos\varphi = 0,65; \operatorname{tg}\varphi = 1,17; P_{уд.} = 14 \text{ Вт/м}; F = 32140 \text{ м}^2.$$

«Найдем значение расчетной активной нагрузки» [7]:

$$P_p = 0,8 \cdot 6510 = 5208 \text{ кВт.}$$

Значение расчетной реактивной нагрузки находим путем умножения полученного значения активной мощности на коэффициент мощности по (2):

$$Q_p = 5208 \cdot 1,17 = 6080 \text{ квар.}$$

«Расчетную активную нагрузку системы искусственного освещения найдем по формуле» [7]:

$$P_{p.o.} = 14 \cdot 32140 / 1000 = 450 \text{ кВт.}$$

Путем сложения полученных значений активных мощностей по силовым ЭП и системе внутреннего помещения получаем итоговое значение мощности по цеху предприятия по (4):

$$P_{p.сум} = 5208 + 450 = 5658 \text{ кВт.}$$

«Значение полной мощности найдем по формуле (5)» [7]:

$$S_p = \sqrt{5658^2 + 6080^2} = 8300 \text{ кВА}$$

Для прочих цехов предприятия расчет ожидаемых нагрузок выполняем по формулам 1-5, полученные результаты сводим в таблицу 1.

2.2 Анализ схем внутреннего и внешнего электроснабжения завода сельскохозяйственного машиностроения и выбор оптимальной

Для обеспечения электроэнергией складских помещений и помещений бытового назначения используем магистральную схему, достаточную для обеспечения надежности электроснабжения потребителей, относящихся к третьей категории. Для питания производственных корпусов, обеспечивающих основную работу предприятия используем радиальную схему, обладающую повышенной надежностью и рекомендованную для использования для питания потребителей второй и первой категорий [9].

Таблица 1- Расчет ожидаемых электрических нагрузок от силовых электроприемников и системы освещения

Цех предприятия	$P_{уст}$, кВт	S , м ²	K_c	$P_{уд.о.}$, Вт/м ²	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВАр	$P_{р.о.}$, кВт	$P_{р.сум.}$, кВт	S_p , кВА
Корпус цветного литья	6500	32144	0.8	14	0.65	1.2	5200	6079.5	450	5650	8299.6
Освещения территории	-	210000	-	0.21	-	-	-	-	44.1	44.1	44.1
Бытовые помещения	80	976	0.4	10	0.55	1.5	32	48.6	9.8	41.8	64.1
Склад газовых баллонов	130	100	0.4	6	0.5	1.7	52	90.1	0.6	52.6	104.3
Цех по испытанию двигателей сельскохозяйственной техники	1200	4500	0.6	14	0.7	1	720	734.5	63	783	1073.6
Канализационная насосная станция	850	72	0.85	5	0.75	0.9	723	637.2	0.4	722.9	963.6
Энергоблок предприятия	3800	1704	0.85	10	0.78	0.8	3230	2591.4	17	3247	4154.3
Градирня	90	480	0.8	10	0.7	1	72	73.5	4.8	76.8	106.3
Закрытые склады	250	7168	0.4	6	0.5	1.7	100	173.2	43	143	224.6
Отстойник	60	260	0.55	6	0.65	1.2	33	38.6	1.6	34.6	51.8
Открытые склады	120	600	0.4	6	0.5	1.7	48	83.1	3.6	51.6	97.9
Склад хлора	180	108	0.5	10	0.6	1.3	90	120	1.1	91.1	150.7
Склады горюче-смазочных материалов	40	3528	0.4	6	0.5	1.7	16	27.7	21.2	37.2	46.4
Итого по всему предприятию	-	-	-	-	-	-	-	10697	660	10975	15381

2.2.1 Расчет показателей надежности схемы электроснабжения

«Величина ущерба от перерыва электроснабжения» [10, 11]:

$$Y = y_0 \cdot W_H \quad (6)$$

где « y_0 – удельная величина ущерба от нарушения электроснабжения;
 W_H – количество недоотпущенной электроэнергии за период T » [7].

«Величина недоотпущенной электроэнергии при электроснабжении по одноцепной линии» [10]:

$$W_H = P_{cp} \cdot T_{вц} \cdot \omega_{ц} \cdot T \quad (7)$$

где « P_{cp} – среднее значение нагрузки на участке цепи;
 $T_{вц}$ – среднее время восстановления питания по одной цепи;
 $\omega_{ц}$ – параметр потока отказов цепи;
 T – рассматриваемый период времени» [7].

Определим величину потока отказов по выражению:

$$\omega_{ц} = \sum_{i=1}^k \omega_i \quad (8)$$

«Среднее время возобновления питания по одноцепной линии» [10]:

$$T_{вц} = \sum_{i=1}^k \frac{\omega_i \cdot t_{вi}}{\omega_{ц}} \quad (9)$$

где « ω_i – параметр потока отказов i -го элемента цепи;

t_{vi} – время восстановления системы электроснабжения при отказе i -го элемента цепи» [7].

«Объем недоотпущенной электроэнергии при наличии второй цепи» [10]:

$$W_{н} = P_{ср} \cdot T_{вс} \cdot \omega_c \cdot T \quad (10)$$

где « $P_{ср}$ – среднее значение нагрузки на участке цепи;

$T_{вс}$ – среднее время восстановления питания системы;

ω_c – параметр потока отказов системы;

T – рассматриваемый период времени» [7].

Найдем значение потока отказов системы из выражения:

$$\omega_c = 2 \cdot \omega_{ц}^2 \cdot \sum_{i=1}^k \omega_i \cdot t_{vi} \quad (11)$$

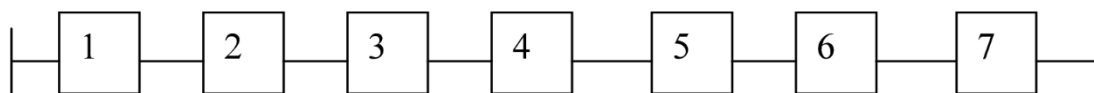
«Среднее время восстановления питания системы» [10]:

$$T_{вс} = \frac{T_{вц}}{n} \quad (12)$$

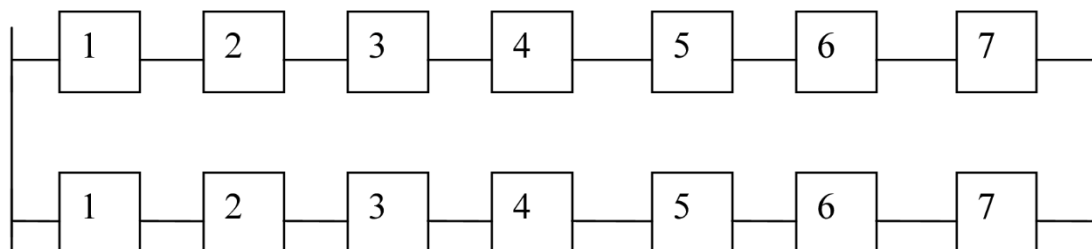
где « n – количество резервных цепей;

$T_{вц}$ – среднее время восстановления питания по одной цепи» [7].

Расчеты показателей надежности выполним на примере литейного корпуса из цветных металлов. Составим блок-схемы для одноцепной и двухцепной сети (рисунок 1).



а) блок-схема для линии, выполненной с 1 цепью



б) блок-схема линии, выполненной с 2 цепями

Рисунок 1 – Расчетные блок-схемы для различных вариантов исполнения системы электроснабжения

На рисунке 1 под цифрами подразумеваются элементы системы электроснабжения: 1 – ячейка отходящей линии в ЗРУ 10 кВ ГПП предприятия, 2 высоковольтная кабельная линия 10 кВ от ГПП до ТП, 3 – высоковольтный разъединитель 10 кВ на вводе в ТП, 4 – силовой трансформатор на цеховой ТП, 5 – вводной автомат на секцию шин 0,4 кВ, 6 – автомат для защиты отходящей линии 0,4 кВ, 7 – кабель 0,4 кВ к потребителю от ТП.

Рассчитаем показатели варианта с одной цепью.

Определим значение потока отказов:

$$\omega_{\text{ц}} = 0,021 + 0,07 \cdot 0,22 + 0,01 + 0,04 + 0,025 + 0,025 + 0,07 \cdot 0,08 = 0,14 \quad 1/\text{Г}$$

«Среднее время возобновления питания по линии с одной цепью» [10]:

$$T_{\text{вц}} = \frac{0,021 \cdot 10}{0,142} + \frac{0,0077 \cdot 8,14}{0,142} + \frac{0,01 \cdot 15}{0,142} + \frac{0,04 \cdot 60}{0,142} + \frac{0,025 \cdot 4}{0,142} + \frac{0,0056 \cdot 5,42}{0,142} = 21,9 \text{ ч}$$

Объем недоотпуска электрической энергии:

$$W_{\text{н}} = 226,2 \cdot 21,9 \cdot 0,14 \cdot 1 = 704,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Ущерб от прерывания электроснабжения потребителей:

$$Y_1 = 15,75 \cdot 704,8 = 11100 \text{ руб/год}$$

Рассчитаем показатели варианта с двумя цепями.

Определим значение потока отказов:

$$\omega_{\text{с}} = 2 \cdot 0,142^2 \cdot \left(0,021 \cdot 10 + 0,0077 \cdot 8,14 + 0,01 \cdot 15 + \right. \\ \left. + 0,04 \cdot 60 + 0,025 \cdot 4 \cdot 2 + 0,0056 \cdot 5,42 \right) = 0,1257 \text{ 1/г}$$

«Среднее время возобновления питания по линии с двумя цепями» [10]:

$$T_{\text{вс}} = \frac{21,9}{2} = 11 \text{ ч}$$

Объем недоотпуска электрической энергии:

$$W_{\text{н}} = 226,2 \cdot 11 \cdot 0,1257 = 312 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Ущерб от прерывания электроснабжения потребителей:

$$Y_2 = 15,75 \cdot 311,8 = 4910 \text{ руб/год}$$

Возможный годовой ущерб при питании по одной цепи превышает значение, полученное для варианта с двумя цепями на 6190 руб/год.

Экономический эффект составит для литейного корпуса составит 14,5 тыс.руб/год, при этом прокладка второй линии приведет к увеличению капитальных затрат на 61,2 тыс.руб. Срок окупаемости дополнительных вложений составит:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\sum K_i}{\text{Э}} \quad (13)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{61,2}{14,5} = 4,2 \text{ года,}$$

что меньше нормативного срока окупаемости инвестиций, установленного в инвестстратегии предприятия.

2.2.2 Расчет ожидаемых перспективных нагрузок на шинах 0,4 цеховых ТП

Для определения расчетных нагрузок на шинах 0,4 цеховых ТП используются формулы:

$$P_{\text{р.тп}} = K_{\text{р.м.}} \cdot \sum P_{\text{pi}}, \quad (14)$$

где « $K_{\text{р.м.}}$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузок» [7].

$$Q_{\text{р.тп}} = K_{\text{р.м.}} \cdot \sum Q_{\text{pi}}, \quad (15)$$

$$S_{\text{р.тп}} = \sqrt{P_{\text{р.тп}}^2 + Q_{\text{р.тп}}^2}. \quad (16)$$

Выполним расчеты для ТП №2:

$$P_{\text{ртп-2}} = K_{\text{р.м}} \cdot \left(\Sigma P_{\text{р3}} + \Sigma P_{\text{р12}} \right),$$

$$P_{\text{ртп-2}} = 0,9 \cdot (783 + 52,6) = 835,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ртп-2}} = 0,9 \cdot (734,6 + 90,1) = 824,7 \text{ кВАр},$$

$$S_{\text{р.тп-2}} = \sqrt{825,6^2 + 824,7^2} = 1056,6 \text{ кВА}.$$

Подобные расчеты по формулам 14-16 производим для каждой ТП предприятия, полученные результаты сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Определения расчетных нагрузок на шинах 0,4 цеховых ТП

№ ТП	$\Sigma P_{\text{р.сум}}$, кВт	$\Sigma Q_{\text{р}}$, кВАр	$K_{\text{р.м}}$	$P_{\text{р.тп}}$, кВт	$Q_{\text{р.тп}}$, кВАр	$S_{\text{р.тп}}$, кВА
1	2867	3089	0.9	2581	2780	3793
1а	2826	3040	0.9	2543	2736	3735
2	825	824	0.9	752	742	1057
3	723	638	0.9	651	574	868
4	2501	2301	0.9	2251	2071	3058
5	144	174	0.9	129	156	203
6	180	231	0.9	162	208	264

2.2.3 Определение мощности устройств КРМ

Выполним расчеты для ТП №2.

Определим мощность УКРМ, необходимых к установке:

$$Q_{\text{ок}} = Q_{\text{р}} - 0,33 \cdot P_{\text{р}} \quad (17)$$

$$Q_{\text{ок}} = 742,16 - 0,33 \cdot 752,04 = 494 \text{ кВАр}.$$

Поскольку подстанция является двухтрансформаторной, то выбираем 2 автоматических устройства АУКРМ-0,4-250.

«Расчетная нагрузка ТП после установки устройств компенсации реактивной мощности» [12]:

$$S_{\text{р.к.}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + (Q_{\text{р}} - Q_{\text{бк}})^2}, \quad (18)$$

$$S_{\text{р.к.}} = \sqrt{752^2 + (742,2 - 500)^2} = 790 \text{ кВА.}$$

«Расчетный коэффициент мощности после установки устройств компенсации реактивной мощности» [12]:

$$\cos\varphi_{\text{к}} = P_{\text{р}} / S_{\text{р.к.}}, \quad (19)$$

$$\cos\varphi_{\text{к}} = 752 / 790 = 0,95.$$

Полученные результаты для всех ТП предприятия заносим в таблицу 3.

Таблица 3 – Определение мощности АУКРМ, устанавливаемых на ТП

№ ТП	Р _{р.тп} , кВт	Q _{р.тп} , кВАр	Q _{бк} , кВАр	Q _{бк.ст.} , кВАр	S _{р.к} , кВА	cosφ _к	S _{р.ном} , кВА
1	2581	2779.4	1928	2000	2695.2	0.96	1925
1а	2543	2735.7	1896.7	2000	2646.8	0.96	1891
2	752	742.1	493.9	500	790	0.95	564
3	651	573.4	358.7	400	673.3	0.97	481
4	2251	2070	1327.5	1600	2298.5	0.98	1642
5	129	155.8	113.4	120	133.6	0.96	95
6	162	207.7	154.3	160	168.7	0.96	121

2.2.4 Расчет необходимого числа и номинальной мощности силовых трансформаторов для установки на цеховых ТП

Выполним расчеты для ТП №2.

Поскольку потребители электрической энергии, запитанные от ТП№2 относятся ко 2й и 3й категориям по надежности электроснабжения, то номинальную мощность трансформаторов на ТП определяем с учетом возможной 40% перегрузки в послеаварийном режиме работы ТП при отключении одного из двух трансформаторов [14, 15]:

$$S_n \geq S_p / 1,4 = 791 / 1,4 = 565 \text{ кВА.}$$

Выполним расчет приведенных затрат для двух вариантов различной мощности трансформаторов со значениями больше полученного расчетного, это мощности 630 кВА и 1000 кВА по шкале номинальных мощностей СТ.

В качестве первого варианта рассмотрим трансформаторы с номинальной мощностью 1000 кВА типа ТМГ-1000/10 с исходными справочными параметрами: $K_1 = 122$ тыс.руб; $\Delta P_k = 11,6$ кВт; $\Delta P_x = 3,3$ кВт.

Приведенные затраты для первого варианта определим по формуле:

$$Z = (E_n + P_1 / 100) \cdot K_1 + (\Delta P_x \cdot 8760 + K_3 \cdot \Delta P_k \cdot T) \cdot C_3, \quad (20)$$

где « K_3 – коэффициент загрузки» [7]:

$$K_3 = S_p / (2 \cdot S_n), \quad (21)$$

$$K_3 = 791 / (2 \cdot 1000) = 0,395.$$

$$Z_1 = (0,12 + (6,4 / 100)) \cdot 122 \cdot 10^3 + (3,3 \cdot 8760 + 0,395 \cdot 11,6 \cdot 3000) \cdot 6,9 = 72,1 \text{ тыс.руб/год.}$$

В качестве второго варианта рассмотрим трансформаторы с номинальной мощностью 630 кВА типа ТМГ-630/10 с исходными справочными параметрами: $K_2 = 90,7$ тыс.руб; $\Delta P_k = 7,6$ кВт; $\Delta P_x = 2,27$ кВт.

Приведенные затраты для второго варианта определим по формуле:

$$Z_2 = (0,12 + (6,4 / 100)) \cdot 90,7 \cdot 10^3 + (2,27 \cdot 8760 + 0,63 \cdot 2,27 \cdot 3000) \cdot 6,9 = 58,5 \text{ тыс.руб/год.}$$

Поскольку приведенные затраты для второго из рассмотренных вариантов существенно меньше, чем для первого, то по результатам сравнения принимаем к установке на ТП №2 два силовых трансформатора типа ТМГ-630/10. Для остальных ТП предприятия определение номинальной мощности трансформаторов производим аналогично, а полученные результаты сводим в таблицу 4.

2.2.5 Определение сечений КЛ

«Расчетный ток в линии для потребителей II категории по надежности электроснабжения определяем по формуле» [16]:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot 2} \quad (22)$$

где «S – полная мощность на данном участке линии;

U_n - номинальное напряжение на участке» [16].

«Расчетный ток в линии для потребителей III категории по надежности электроснабжения определяем по формуле» [16]:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (23)$$

«Потери в кабеле определяем по формуле» [16]:

$$\Delta P_{н.д} = P_{уд} \cdot l \quad (24)$$

где «P_н - потери в кабеле при полной нагрузке;

l - длина участка» [16].

Таблица 4 - Определение номинальной мощности трансформаторов на ТП

№ КТП предприятия	N_T , шт	$S_{нт}$, кВА	$S_{р.к}$, кВА	ΔP_x , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	K , тыс.руб.	K_3	K_3^2	t , ч	$Цэ$, руб/кВт·ч	C_a , тыс. руб	$C_{п}$, тыс.руб.	$З$, тыс.руб
1	2	2500	2695	6.2	23.5	188.5	0.54	0.29	3000	1.5	34.6	112.1	147
1а	2	2500	2646	6.2	23.5	188.5	0.53	0.28	3000	1.5	34.6	111.1	146
2	2	630	790	2.27	7.6	90.7	0.63	0.39	3000	1.5	16.6	43.2	60
3	2	630	673	2.27	7.6	90.7	0.53	0.29	3000	1.5	16.6	39.5	56
4	2	2500	2298	6.2	23.5	188.5	0.46	0.21	3000	1.5	34.6	103.8	139
5	1	160	134	0.73	2.65	42.2	0.84	0.70	3000	1.5	7.7	17.9	26
6	1	250	169	1.05	3.7	49.4	0.68	0.46	3000	1.5	9	21.3	31

«Коэффициент загрузки участка сети определяем по формуле» [16]:

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{н.к}} \quad (25)$$

где « I_p - расчетный ток на данном участке;

$I_{н.к}$ - длительно допустимая токовая нагрузка» [2].

«Потери в кабеле с учетом коэффициента загрузки определяем по формуле» [16]:

$$\Delta P_d = \Delta P_{н.д} \cdot K_3^2 \quad (26)$$

где « $\Delta P_{н.д}$ - потери в кабеле на данном участке;

K_3 - коэффициент загрузки» [16].

Потери электрической энергии в кабеле найдем как:

$$\Delta \mathcal{E}_a = \Delta P_d \cdot T_{п} \quad (27)$$

где « ΔP_d - действительные потери в кабеле;

$T_{п}$ - время потерь» [16].

Стоимость потерь за год определим:

$$C_{п} = \Delta \mathcal{E}_a \cdot C_o \quad (28)$$

где « $\Delta \mathcal{E}_a$ - потери эл. энергии на данном участке;

C_o - стоимость одного кВт ч» [16].

«Капиталовложения на прокладку участка сети определяем по формуле» [16]:

$$K = K_{уд} \cdot l \quad (29)$$

где « $K_{уд}$ - стоимость 1км кабеля» [16].

«Ежегодные амортизационные отчисления определяем по формуле» [16]:

$$C_a = K \cdot k_a \cdot 1000 \quad (30)$$

где « K - капвложения на сооружение данного участка;

k_a - коэффициент амортизации» [16].

«Годовые эксплуатационные расходы определяем по формуле» [16]:

$$C_{\text{э}} = C_{\text{п}} + C_a \quad (31)$$

где « $C_{\text{п}}$ - стоимость потерь;

C_a - ежегодные амортизационные отчисления» [16].

«Годовые приведенные затраты определяем по формуле» [16]:

$$Z_{\text{пр}} = C_{\text{э}} + 0,12 \cdot K \quad (32)$$

Произведем расчет кабельной линии от ТП1 до РП2.

Находим значение расчетного тока в КЛ:

$$I_p = \frac{64,07}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 97,3 \text{ А.}$$

Находим значение потерь в КЛ:

$$\Delta P_{\text{н.д}} = 165 \cdot 0,125 = 20,63 \text{ кВт.}$$

Находим значение коэффициента загрузки линии:

$$k_3 = \frac{97,3}{255} = 0,38,$$
$$k_3^2 = 0,146.$$

Находим значение потерь активной мощности в кабельной линии:

$$\Delta P_{\text{д}} = 20,63 \cdot 0,146 = 3,0 \text{ кВт.}$$

Находим значение потерь электрической энергии за год:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{а}} = 3,006 \cdot 3000 = 9016,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Определим стоимость этих потерь:

$$C_{\text{п}} = 9016,9 \cdot 1,5 / 1000 = 13,1 \text{ руб/год.}$$

Находим значение капитальных затрат на кабельную линию:

$$K = 270,27 \cdot 0,125 = 33,8 \text{ тыс.руб.}$$

Величина годовых амортизационных отчислений составит:

$$C_{\text{а}} = 0,15 \cdot 33,77 = 5,1 \text{ тыс. руб/год.}$$

Находим значение эксплуатационных расходов за год:

$$C_{\text{э}} = 13,1 + 5,1 = 18,2 \text{ тыс. руб/год.}$$

Находим значение приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = 18,2 + 0,12 \cdot 33,77 = 22,2 \text{ тыс.руб.}$$

Подобным образом расчеты производим для остальных кабельных линий с целью определения оптимального сечения по величине приведенных затрат. Результаты расчетов по кабелям с номинальным напряжением 0,4 кВ заносим в таблицу 5, для кабелей с номинальным напряжением 10 кВ заносим в таблицу 6.

2.2.6 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Питание промышленного предприятия осуществляется от подстанции электроэнергетической системы по двум воздушным линиям электропередачи с номинальным напряжением 110 кВ. Преобразование электроэнергии по напряжению осуществляется на ГПП предприятия, где напряжение понижается со 110 до 10 кВ. Поскольку на ГПП устанавливаются двухобмоточные трансформаторы, то на стороне 10 кВ используется двойная секционированная секционным выключателем система сборных шин. На стороне 10 кВ ГПП применяется закрытое распределительное устройство.

Таблица 5 – Результаты расчетов по кабелям с номинальным напряжением 0,4 кВ

КЛ 0,4 кВ	L, км	S _p , кВА	I _{ав} А	s, мм ²	I _{нк} А	K _{р.м.}	I _{дл.доп} А	ΔP _{уд} кВт	ΔP _{нд} кВт	K _з	K _з ²	ΔP _д кВт	ΔЭ _а кВт·ч	c _п , тыс руб	K _{уд} , тыс руб	K, тыс руб	c _а , тыс руб	Cэ, тыс руб	З, тыс руб
1	0.125	64.07	97.3	70	210	0.9	189	140	17.50	0.46	0.215	3.76	11280.8	16.92	218	27.25	4.09	21.0	24.3
	0.125	64.07	97.3	95	255	0.9	230	165	20.63	0.38	0.146	3.006	9016.9	13.53	270	33.75	5.06	18.6	22.6
	0.125	64.07	97.3	120	295	0.9	266	200	25.00	0.33	0.109	2.722	8166.5	12.25	320	40.00	6.00	18.2	23.0
2	0.028	104.3	158.5	70	210	0.9	189	140	3.92	0.75	0.569	2.23	6696.5	10.04	218	6.10	0.92	11.0	11.7
	0.028	104.3	158.5	95	255	0.9	230	165	4.62	0.62	0.386	1.78	5352.6	8.03	270	7.56	1.13	9.2	10.1
	0.028	104.3	158.5	120	295	0.9	266	200	5.60	0.54	0.289	1.62	4847.8	7.27	320	8.96	1.34	8.6	9.7
	0.028	104.3	158.5	150	335	0.9	302	230	6.44	0.47	0.224	1.44	4323.1	6.48	380	10.64	1.60	8.1	9.4
	0.028	104.3	158.5	185	385	0.9	347	260	7.28	0.41	0.169	1.23	3700.1	5.55	451	12.63	1.89	7.4	9.0
3	0.095	51.8	78.7	70	210	0.9	189	140	13.30	0.37	0.140	1.87	5604.1	8.41	218	20.71	3.11	11.5	14.0
	0.095	51.8	78.7	95	255	0.9	230	165	15.68	0.31	0.095	1.49	4479.4	6.72	270	25.65	3.85	10.6	13.6
	0.095	51.8	78.7	120	295	0.9	266	200	19.00	0.27	0.071	1.35	4057.0	6.09	320	30.40	4.56	10.6	14.3
	0.095	51.8	78.7	150	335	0.9	302	230	21.85	0.23	0.055	1.21	3617.9	5.43	380	36.10	5.42	10.8	15.2
	0.095	51.8	78.7	185	385	0.9	347	260	24.70	0.20	0.042	1.03	3096.5	4.64	451	42.85	6.43	11.1	16.2
4	0.032	106.2	161.4	70	210	0.9	189	140	4.48	0.77	0.590	2.64	7934.5	11.90	218	6.98	1.05	12.9	13.8
	0.032	106.2	161.4	95	255	0.9	230	165	5.28	0.63	0.400	2.11	6342.1	9.51	270	8.64	1.30	10.8	11.8
	0.032	106.2	161.4	120	295	0.9	266	200	6.40	0.55	0.299	1.91	5744.0	8.62	320	10.24	1.54	10.2	11.4
	0.032	106.2	161.4	150	335	0.9	302	230	7.36	0.48	0.232	1.71	5122.4	7.68	380	12.16	1.82	9.5	11.0
	0.032	106.2	161.4	185	385	0.9	347	260	8.32	0.42	0.176	1.46	4384.1	6.58	451	14.43	2.16	8.7	10.5
5	0.035	46.3	70.3	35	140	0.9	126	95	3.33	0.50	0.252	0.84	2518.4	3.78	148	5.18	0.78	4.6	5.2
	0.035	46.3	70.3	50	175	0.9	158	110	3.85	0.40	0.162	0.62	1866.3	2.80	178	6.23	0.93	3.7	4.5
	0.035	46.3	70.3	70	210	0.9	189	140	4.90	0.33	0.112	0.55	1649.5	2.47	218	7.63	1.14	3.6	4.5

Продолжение таблицы 5

КЛ 0,4 кВ	L, км	S _р , кВА	I _{ав} , А	s, мм ²	I _{нк} , А	K _{р.м.}	I _{дл.доп} , А	ΔP _{уд} , кВт	ΔP _{н.д} , кВт	K _з	K _з ²	ΔP _д , кВт	ΔЭ _а , кВт·ч	c _п , тыс руб	K _{уд} , тыс руб	K, тыс руб	c _а , тыс руб	Сэ, тыс руб	З, тыс руб
6	0.065	150.6	228.8	95	255	0.9	230	165	10.73	0.90	0.805	8.64	25906.0	38.86	270	17.55	2.63	41.5	43.6
	0.065	150.6	228.8	120	295	0.9	266	200	13.00	0.78	0.602	7.82	23462.9	35.19	320	20.80	3.12	38.3	40.8
	0.065	150.6	228.8	150	335	0.9	302	230	14.95	0.68	0.467	6.97	20923.5	31.39	380	24.70	3.71	35.1	38.1
	0.065	150.6	228.8	185	385	0.9	347	260	16.90	0.59	0.353	5.97	17908.0	26.86	451	29.32	4.40	31.3	34.8
7	0.020	97.9	148.7	95	255	0.9	230	165	3.30	0.58	0.340	1.12	3365.0	5.05	270	5.40	0.81	5.9	6.5
	0.020	97.9	148.7	120	295	0.9	266	200	4.00	0.50	0.254	1.02	3047.7	4.57	320	6.40	0.96	5.5	6.3
	0.020	97.9	148.7	150	335	0.9	302	230	4.60	0.44	0.197	0.91	2717.8	4.08	380	7.60	1.14	5.2	6.1
	0.020	97.9	148.7	185	385	0.9	347	260	5.20	0.39	0.149	0.78	2326.1	3.49	451	9.02	1.35	4.8	5.9

Таблица 6 - Результаты расчетов по кабелям с номинальным напряжением 10 кВ

КЛ 10 кВ	L, км	S _р , кВА	I _{ав} , А	I _{раб} , А	s, мм ²	I _{нк} , А	K _{р.м.}	I _{дл.доп} , А	ΔP _{уд} , кВт	ΔP _{н.д} , кВт	K _з	K _з ²	ΔP _д , кВт	ΔЭ _а , кВт·ч	c _п , тыс руб	K _{уд} , тыс руб	K, тыс руб	c _а , тыс руб	Сэ, тыс руб	З, тыс руб
1	0.075	2695.2	155.6	77.8	95	200	0.9	180	46	3.45	0.39	0.151	0.52	1566	2.3	82	6.15	0.92	3.27	4.01
	0.075	2695.2	155.6	77.8	120	245	0.9	221	49	3.68	0.32	0.101	0.37	1111	1.7	86	6.45	0.97	2.63	3.40
	0.075	2695.2	155.6	77.8	150	305	0.9	275	54	4.05	0.255	0.065	0.26	791	1.2	161	12.08	1.81	3.0	4.44
	0.075	2695.2	155.6	77.8	185	345	0.9	311	62	4.65	0.226	0.051	0.24	709	1.1	192	14.40	2.16	3.2	4.95
2	0.067	2646.8	152.8	76.4	95	200	0.9	180	46	3.08	0.38	0.146	0.45	1349	2.0	82	5.49	0.82	2.84	3.50
	0.067	2646.8	152.8	76.4	120	245	0.9	221	49	3.28	0.31	0.097	0.32	957	1.4	86	5.76	0.86	2.30	2.99
	0.067	2646.8	152.8	76.4	150	305	0.9	275	54	3.62	0.251	0.063	0.23	681	1.0	161	10.79	1.62	2.6	3.93
	0.067	2646.8	152.8	76.4	185	345	0.9	311	62	4.15	0.221	0.049	0.20	611	0.9	192	12.86	1.93	2.8	4.39

Продолжение таблицы 6

КЛ 10 кВ	L, км	S _p , кВА	I _{ав} А	I _{раб} А	s, мм ²	I _{нк} А	K _{р.м.}	I _{дл.доп} А	ΔP _{уд} кВт	ΔP _{н.д} кВт	K _з	K _з ²	ΔP _д кВт	ΔЭ _а кВт·ч	c _п , тыс руб	K _{уд} , тыс руб	K, тыс руб	c _а , тыс руб	Cэ, тыс руб	З, тыс руб
3	0.093	790.07	45.6	22.8	25	90	0.9	81	36	3.35	0.253	0.064	0.22	645	1.0	55	5.12	0.77	1.7	2.35
	0.093	790.07	45.6	22.8	35	115	0.9	104	40	3.72	0.198	0.039	0.15	439	0.7	59	5.49	0.82	1.5	2.14
	0.093	790.07	45.6	22.8	50	140	0.9	126	42	3.91	0.163	0.027	0.10	311	0.5	66	6.14	0.92	1.4	2.12
	0.093	790.07	45.6	22.8	70	165	0.9	149	44	4.09	0.138	0.019	0.08	235	0.4	74	6.88	1.03	1.4	2.21
4	0.086	673.3	38.9	19.4	25	90	0.9	81	36	3.10	0.216	0.047	0.14	433	0.6	55	4.73	0.71	1.4	1.93
	0.086	673.3	38.9	19.4	35	115	0.9	104	40	3.44	0.169	0.029	0.10	295	0.4	59	5.07	0.76	1.2	1.81
	0.086	673.3	38.9	19.4	50	140	0.9	126	42	3.61	0.139	0.019	0.07	209	0.3	66	5.68	0.85	1.2	1.85
	0.086	673.3	38.9	19.4	70	165	0.9	149	44	3.78	0.118	0.014	0.05	158	0.2	74	6.36	0.95	1.2	1.95
5	0.189	2298.5	132.7	66.4	70	165	0.9	149	44	8.32	0.40	0.162	1.34	4035	6.1	74	13.99	2.10	8.15	9.82
	0.189	2298.5	132.7	66.4	95	200	0.9	180	46	8.69	0.33	0.110	0.96	2871	4.3	82	15.50	2.32	6.63	8.49
	0.189	2298.5	132.7	66.4	120	245	0.9	221	49	9.26	0.27	0.073	0.68	2037	3.1	86	16.25	2.44	5.49	7.44
	0.189	2298.5	132.7	66.4	150	305	0.9	275	54	10.21	0.218	0.047	0.48	1449	2.2	161	30.43	4.56	6.7	10.3
6	0.242	133.61	7.7	7.7	16	75	0.9	70	33	7.99	0.10	0.011	0.08	253	0.4	50	12.10	1.82	2.19	3.64
	0.242	133.61	7.7	7.7	25	90	0.9	81	36	8.71	0.086	0.007	0.06	192	0.3	55	13.31	2.00	2.3	3.88
7	0.490	168.75	9.7	9.7	16	75	0.9	70	33	16.17	0.13	0.017	0.27	818	1.2	50	24.50	3.68	4.90	7.84
	0.490	168.75	9.7	9.7	25	90	0.9	81	36	17.64	0.108	0.012	0.21	620	0.9	55	26.95	4.04	5.0	8.20

2.3 Определение токов КЗ

При расчетах токов КЗ в электроустановках до 1 кВ необходимо учитывать:

- индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей;
- активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;
- активные сопротивления различных контактов и контактных соединений. [17, 18]

При определении токов короткого замыкания базисную мощность принимаем равной 100 МВА:

$$S_{\text{ном.т}} \leq \frac{S_{\text{б}}}{50} \quad (33)$$

При расчетах за базисные значения напряжения принимаем $U_{\text{б1}}=10,5$ кВ, $U_{\text{б2}}=0,4$ кВ.

На рисунках 2 и 3 приведены расчетная схема и схема замещения по которым выполнялся расчет токов короткого замыкания.

Протяженность кабельной линии - 600 м. Значение тока 3хфазного КЗ на шинах напряжением 10 кВ главной понизительной подстанции предприятия равно 8 кА.

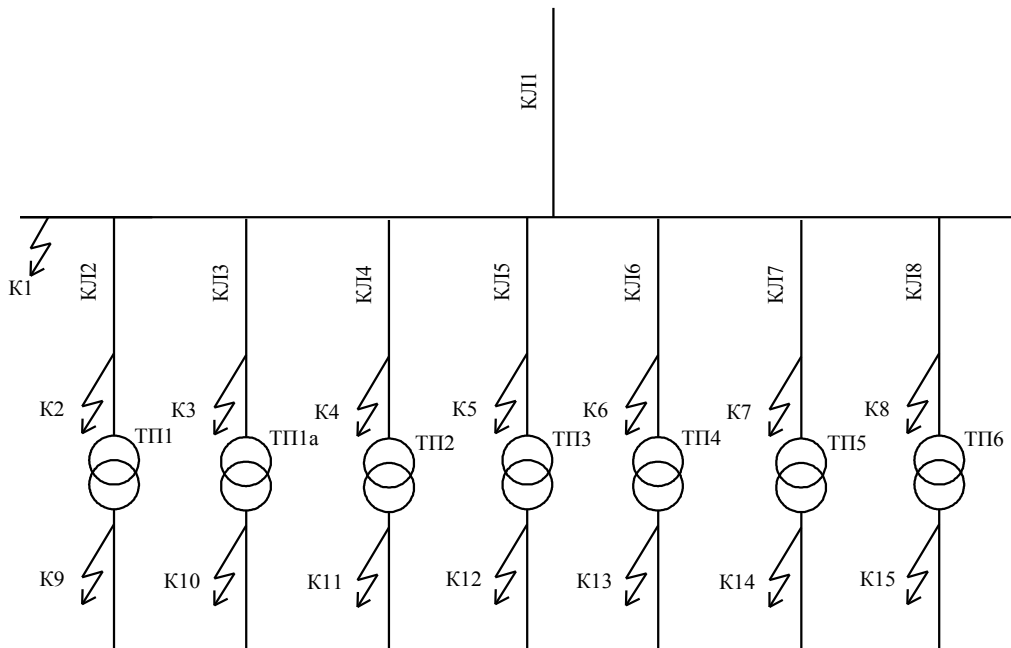


Рисунок 2 – Расчетная схема

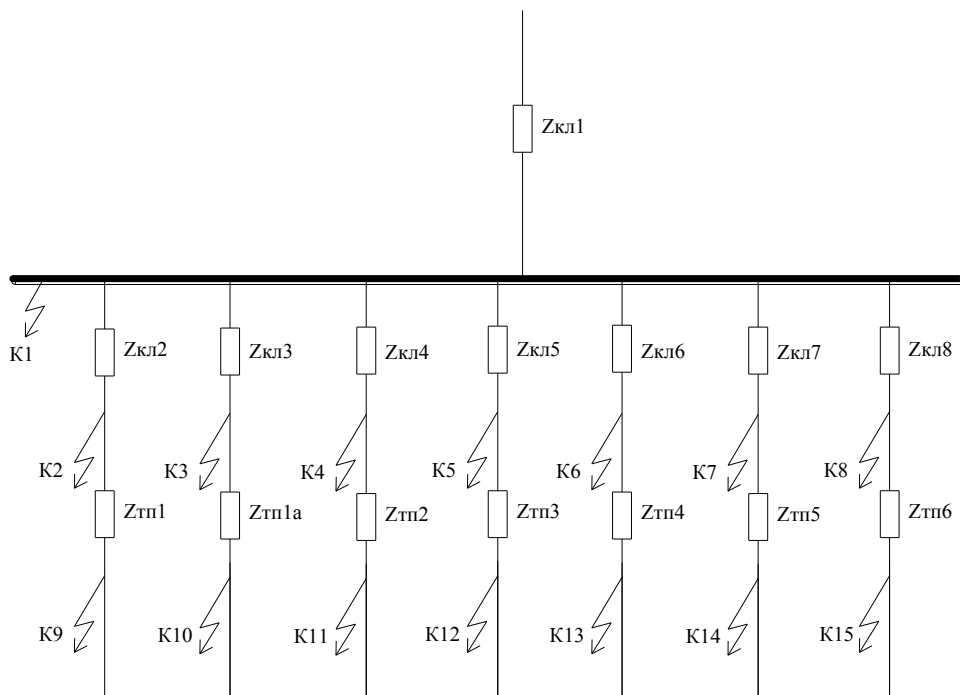


Рисунок 3 –Схема замещения

«Базисный ток определяем по формуле» [17]:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma 1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}}, \quad (34)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,3 \text{ кА}.$$

«Сопротивление системы определяем по формуле» [17]:

$$X_{c*} = \frac{I_{\sigma 1}}{I_{\text{кш}}^{(3)}}, \quad (35)$$

где « $I_{\text{кш}}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах напряжением 10 кВ» [17];

$$X_{c*} = \frac{5,5}{8} = 0,68.$$

«Активное сопротивление питающей кабельной линии 10 кВ определяем по формуле» [3]:

$$r_{\text{кл1}*} = r_o \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma i}^2}, \quad (36)$$

где « r_o - активное сопротивление на 1 км кабельной линии;
 l - длина линии 10 кВ» [17];

$$r_{\text{кл1}*} = \frac{0,16 \cdot 0,62 \cdot 100}{10^2} = 0,099.$$

«Реактивное сопротивление питающей кабельной линии 10 кВ определяем по формуле» [3]:

$$x_{\text{кл1}^*} = x_o \cdot 1 \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}i}^2}, \quad (37)$$

где « x_o – реактивное сопротивление на 1 км кабельной линии» [2].

$$x_{\text{кл1}^*} = \frac{0,08 \cdot 0,62 \cdot 100}{10^2} = 0,0496.$$

Определяем активное сопротивление кабельной линии, соединяющей высоковольтный распределительный пункт и первую трансформаторную подстанцию путем умножения погонного активного сопротивления для выбранного сечения проводника на его протяженность:

$$r_{\text{кл2}^*} = \frac{0,26 \cdot 0,075 \cdot 100}{10,5^2} = 0,0177$$

Определяем индуктивное сопротивление кабельной линии, соединяющей высоковольтный распределительный пункт и первую трансформаторную подстанцию путем умножения погонного индуктивного сопротивления для выбранного сечения проводника на его протяженность:

$$x_{\text{кл2}^*} = \frac{0,08 \cdot 0,075 \cdot 100}{10,5^2} = 0,0054$$

«Активное сопротивление силового трансформатора, расположенного на ТП №1 определяем по формуле» [17]:

$$r_{\text{ТП1}*} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}^2}, \quad (38)$$

где « $\Delta P_{\text{к}}$ – мощность потерь КЗ в трансформаторе» [17].

$$r_{\text{ТП1}*} = \frac{23,5 \cdot 100 \cdot 10^3}{2500^2} = 0,376.$$

«Полное сопротивление силового трансформатора, расположенного на ТП №1 определяем по формуле» [17]:

$$z_{\text{ТП1}*} = \frac{U_{\text{к}} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{н}}}, \quad (39)$$

где « $U_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора» [17].

$$z_{\text{ТП1}*} = \frac{5,5 \cdot 100 \cdot 10^3}{100 \cdot 2500} = 2,2.$$

«Реактивное сопротивление силового трансформатора, расположенного на ТП №1 определяем по формуле» [17]:

$$x_{\text{ТП1}*} = \sqrt{z_{\text{Т1}*}^2 - r_{\text{Т1}*}^2}, \quad (40)$$

$$x_{\text{ТП1}*} = \sqrt{2,2^2 - 0,376^2} = 2,168.$$

«Результирующие сопротивления до каждой точки КЗ определяем по формуле» [17]:

$$z_{рез\Sigma^*} = \sqrt{(\Sigma r_*)^2 + (\Sigma x_*)^2} \quad (41)$$

Находим общее значение сопротивления до первой расчётной точки в которой происходит определение токов короткого замыкания путём сложения отдельных сопротивлений элементов входящих в схему замещения:

$$x_{резK1^*} = x_{c^*} + x_{кл1^*} = 0,68 + 0,0496 = 0,729,$$

$$r_{резK1^*} = r_{кл1^*} = 0,099,$$

$$z_{резK1^*} = \sqrt{0,729^2 + 0,099^2} = 0,735.$$

Результирующее значение сопротивления для второй расчётной точки получаем путём прибавления к результирующему сопротивлению в первой расчётной точке дополнительных сопротивлений элементов, входящих в схему замещения:

$$x_{резK2^*} = x_{резK1^*} + x_{кл2^*} = 0,729 + 0,0054 = 0,7344,$$

$$r_{резK2^*} = r_{резK1^*} + r_{кл2^*} = 0,099 + 0,0177 = 0,1167,$$

$$z_{резK2^*} = \sqrt{0,7344^2 + 0,1167^2} = 0,74.$$

«Установившееся значение трехфазного тока КЗ в точке К1 определяем по формуле» [17]:

$$I_K^{(3)} = \frac{I_\sigma}{z_{рез^*}}, \quad (42)$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{I_{\sigma 1}}{z_{резK1*}} = \frac{5,5}{0,735} = 7,48 \text{ кА},$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{I_{\sigma 2}}{z_{резK2*}} = \frac{5,5}{0,744} = 7,39 \text{ кА}.$$

«Установившееся значение двухфазного тока КЗ определяем по формуле» [17]:

$$I_{ki}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ki}^{(3)}}{2}, \quad (43)$$

$$I_{к1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к1}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7,48}{2} = 6,47 \text{ кА},$$

$$I_{к2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к2}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7,39}{2} = 6,4 \text{ кА}.$$

«Мгновенное значение ударного тока КЗ определяем по формуле» [17]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_k^{(3)} \quad (44)$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 7,48 = 16,9 \text{ кА},$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot 1,58 \cdot 7,39 = 13,8 \text{ кА}.$$

«Действующие значения ударного тока КЗ определяем по формуле» [17]:

$$I_y = I_k^{(3)} \sqrt{1+2(k_y-1)^2} \quad (45)$$

где « $I_k^{(3)}$ - периодическая составляющая тока КЗ» [17].

$$I_{yK1} = 7,48 \sqrt{1+2(1,6-1)^2} = 9,79 \text{ кА},$$

$$I_{yK2} = 7,43 \sqrt{1+2(1,58-1)^2} = 8,11 \text{ кА}.$$

В остальных расчетных точках токи короткого замыкания определяем по представленной выше методике, а полученные в результате расчетов данные заносим в таблицу 7.

2.4 Расчет параметров проводников и электрических аппаратов, устанавливаемых в системе электроснабжения предприятия

2.4.1 Определение типа и параметров высоковольтного выключателя

Условия выбора и проверки высоковольтного выключателя [17, 19, 20]:

- номинальное напряжение сети:

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{н.уст}}, \quad (46)$$

где « $U_{\text{ном.в}}$ – номинальное напряжение выключателя;

$U_{\text{н.уст}}$ – номинальное напряжение электроустановки в месте расположения выключателя» [19].

Таблица 7 – Значения токов короткого замыкания в расчетных точках сети

ТКЗ	U _б кВ	I _б кА	X _{с*}	X _{ли*}	Г _{ли*}	X _{тi*}	Г _{тi*}	Z _{тi*}	X _{рез*}	Г _{рез*}	Z _{рез*}	I _к ⁽³⁾					I _к ⁽²⁾
												I ⁽³⁾ _к кА	∑Г _{рез*} / ∑X _{рез*}	K _у	I _у , кА	i _у , кА	I ⁽²⁾ _к , кА
1	10.5	5.5	0.68	0.0496	0.099	-	-	-	0.7296	0.099	0.736	7.47	0.136	1.6	9.797	16.90	6.46
2	10.5	5.5	-	0.0054	0.0177	-	-	-	0.735	0.1167	0.744	7.39	0.159	1.58	9.56	16.51	6.40
3	10.5	5.5	-	0.0054	0.0174	-	-	-	0.735	0.116	0.744	7.391	0.158	1.59	9.63	16.62	6.40
4	10.5	5.5	-	0.0082	0.083	-	-	-	0.7378	0.182	0.760	7.238	0.247	1.43	8.47	14.64	6.27
5	10.5	5.5	-	0.0076	0.0769	-	-	-	0.7372	0.1759	0.758	7.257	0.239	1.44	8.55	14.78	6.28
6	10.5	5.5	-	0.0151	0.0491	-	-	-	0.7447	0.1481	0.759	7.244	0.199	1.5	8.87	15.37	6.27
7	10.5	5.5	-	0.023	0.4719	-	-	-	0.7526	0.5709	0.945	5.822	0.759	1.08	5.86	8.89	5.04
8	10.5	5.5	-	0.0466	0.9555	-	-	-	0.7762	1.0545	1.309	4.201	1.359	1	4.20	5.94	3.64
9	0.4	144.3	-	-	-	2.168	0.376	2.2	2.9026	0.4927	2.944	49.01	0.170	1.62	65.18	112.3	42.45
10	0.4	144.3	-	-	-	2.168	0.376	2.2	2.9026	0.492	2.944	49.01	0.170	1.62	65.19	112.3	42.45
11	0.4	144.3	-	-	-	8.518	1.915	8.73	9.2554	2.0968	9.490	15.21	0.227	1.45	18.02	31.18	13.17
12	0.4	144.3	-	-	-	8.518	1.915	8.73	9.2547	2.0907	9.488	15.21	0.226	1.45	18.03	31.19	13.17
13	0.4	144.3	-	-	-	2.168	0.376	2.2	2.9123	0.5241	2.959	48.76	0.180	1.63	65.31	112.4	42.23
14	0.4	144.3	-	-	-	32.78	10.35	34.3	33.532	10.922	35.266	4.092	0.326	1.36	4.59	7.87	3.54
15	0.4	144.3	-	-	-	21.19	5.92	22	21.965	6.9745	23.045	6.262	0.318	1.36	7.03	12.04	5.42

- максимальное расчетное значение тока:

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{р.макс}}, \quad (47)$$

где « $I_{\text{ном.в}}$ – номинальный ток выключателя;

$I_{\text{р.макс}}$ – максимальный рабочий ток цепи, в которой установлен выключатель» [19].

- проверка по току отключения:

$$I_{\text{н.откл}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (48)$$

где « $I_{\text{н.откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя;

$I_{\text{к}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ за первый полупериод после расхождения контактов выключателя» [19].

Дополнительные проверки на устойчивость выбранного высоковольтного выключателя к воздействию токов КЗ:

- электродинамическое воздействие тока КЗ:

$$i_{\text{ном.у}} > i_{\text{уд}}, \quad (49)$$

где « $i_{\text{ном.у}}$ – ток электродинамической устойчивости выключателя;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток» [19].

- термическое воздействие тока КЗ:

$$I_{\text{ном.т.с}} \geq I_{\text{к}}^{(3)} \cdot \sqrt{\frac{t_{\text{п}}}{t_{\text{ном.т.с}}}}, \quad (50)$$

где « $I_{\text{ном.т.с}}$ – ток термической стойкости выключателя;

$I_{\text{к}}^{(3)}$ – наибольшее значение тока КЗ;

$t_{\text{п}}$ – приведенное время КЗ;

$t_{\text{ном.т.с.}}$ – время действия номинального тока термической стойкости»
[19].

Произведем выбор высоковольтного выключателя для защиты КЛ от РП до ТП:

- номинальное напряжение сети:

$$10 = 10 \text{ кВ.}$$

- максимальное расчетное значение тока:

$$630 > 155,8 \text{ А.}$$

- проверка по току отключения:

$$31,5 > 7,39 \text{ кА.}$$

- термическое воздействие тока КЗ:

$$7,39 \cdot \sqrt{\frac{0,15}{3}} = 1,65 < 31,5 \text{ кА.}$$

- электродинамическое воздействие тока КЗ:

$$80 > 16,51 \text{ кА.}$$

По результатам выбора и проверки принимаем к установке на вводах выключатели ВВЭ-10-31,5/1000, а на отходящих линиях выключатели ВВЭ-10-31,5/630.

2.4.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Выбранный трансформатор напряжения должен соответствовать уровню номинального напряжения сети:

$$U_{Т.н.} = U_{н.уст.}, \quad (51)$$

где « $U_{Т.н.}$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора напряжения» [19].

Мощность приборов, включенных во вторичные цепи трансформатора напряжения должна быть меньше максимально допустимой для выбранного ТН:

$$S_{Т.н.} \geq S_2 \quad (52)$$

где « $S_{Т.н.}$ - номинальная мощность трансформатора напряжения;
 S_2 - вторичная нагрузка трансформатора напряжения» [19].

Полное значение мощности находится по значениям активной и реактивной мощностей:

$$S_2 = \sqrt{\Sigma P^2 + \Sigma Q^2}, \quad (53)$$

Принимаем к установке ТН НАМИ – 10 – 95УХЛ2 с максимально допустимой заводом изготовителем нагрузкой во вторичных цепях 120 ВА при классе точности равном 0,5.

2.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбранный трансформатор тока должен соответствовать уровню номинального напряжения сети и его номинальный ток должен быть больше максимального расчетного значения:

$$U_{\text{НОМ.Т.Т}} \geq U_{\text{н.уст}}, \quad (54)$$

$$I_{\text{НОМ.Т}} \geq I_{\text{р.макс}}, \quad (55)$$

где « $U_{\text{НОМ.Т.Т}}$ – номинальное напряжение трансформатора тока;

$I_{\text{НОМ.Т.Т}}$ – номинальный ток трансформатора тока» [19].

Выбранный ТТ проверяется на термическое воздействие тока КЗ:

$$\frac{I_k^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{I_{\text{н.т.т.}} \cdot \sqrt{t_{\text{т.с.}}}} < K_{\text{т.с.}}, \quad (56)$$

где « $I_{\text{н.т.т.}}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока;

$t_{\text{т.с.}}$ - время термической стойкости;

$K_{\text{т.с.}}$ - кратность односекундного тока термической стойкости» [2].

Выбранный ТТ проверяется на электродинамическое воздействие тока КЗ:

$$i_y \leq k_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.Т.Т.}}, \quad (57)$$

При этом коэффициент кратности динамической стойкости находим как:

$$k_{\text{дин.}} = \frac{i_{\text{НОМ.дин.}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.Т.Т.}}}, \quad (58)$$

где « $k_{\text{дин}}$ - коэффициент кратности динамической стойкости» [19].

Произведем выбор и проверку ТТ, устанавливаемого на линии от РП до ТП1.

Выбранный трансформатор тока должен соответствовать уровню номинального напряжения сети:

$$10 = 10 \text{ кВ.}$$

Номинальный ток должен быть больше максимального расчетного значения

$$200 > 155,8 \text{ А.}$$

Выбранный ТТ проверяется на термическое воздействие тока КЗ:

$$\frac{7390 \cdot \sqrt{0,15}}{200 \cdot \sqrt{1}} = 14,3 \leq 31,5$$

Выбранный ТТ проверяется на электродинамическое воздействие тока КЗ:

$$200 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,09 = 25,45 > 16,51.$$

Принимаем к установке ТТ типа ТПЛ – 10. Расчетные данные и параметры выбранных ТТ сводим в таблицу 8.

Таблица 8 - Расчетные данные и параметры выбранных ТТ

Место установки	Расчетные данные		Параметры выбранных ТТ	
	U _н , кВ	I _р , А	U _н , кВ	I _р , А
на вводе в РП	10	889	10	1000
КЛ от РП до ТП1	10	155,6	10	200
КЛ от РП до ТП1а	10	152,8	10	200
КЛ от РП до ТП2	10	45,6	10	50
КЛ от РП до ТП3	10	38,9	10	50
КЛ от РП до ТП4	10	132,7	10	150
КЛ от РП до ТП5	10	7,7	10	25
КЛ от РП до ТП6	10	9,7	10	25

2.4.4 Выбор и проверка автоматических выключателей на номинальное напряжение 0,4 кВ на ТП

Условие выбора АВ:

$$I_{\text{пр.отк.}} \geq I_{\text{у}}^{(3)}, \quad (59)$$

Произведем выбор и проверку АВ на вводе в ТП1.

- напряжение в месте установки АВ:

$$0,38=0,38 \text{ кВ}$$

- максимальное значение расчетного тока:

$$2500 > 2049 \text{ А}$$

- проверка по току расцепителя:

$$2500 > 1,1 \cdot 2049 = 2253 \text{ А}$$

- отключающая способность АВ:

$$65 > 9,6 \text{ кА}$$

Также должно выполняться условие:

$$\frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{н.р.}}} \geq 3, \quad (60)$$

Произведем проверку АВ для защиты линии ко второму распределительному пункту:

$$1700 / 97,3 = 17,5 > 3,$$

Проверка пройдена.

Результаты выбора и проверки вводных АВ для других ТП заносим в таблицу 9.

Таблица 9 - Результаты выбора и проверки вводных АВ для других ТП

№ ТП	Выбранный АВ	I_n	$I_{ном.авт.}$	$I_{эр}, А$	$I_{тр}, А$
1	Э25С	2049	4000	7500	2500
1а	Э25С	2013	4000	7500	2500
2	Э06В	600	1000	2500	800
3	Э06В	512	1000	2000	630
4	Э25С	1748	4000	7500	2500
5	A3726	203	250	1250	250
6	A3736	256	630	1600	320

Выводы по разделу.

Таким образом выполнено определение расчетных электрических нагрузок по цехам предприятия, для обеспечения электроэнергией складских помещений и помещений бытового назначения используем магистральную схему, достаточную для обеспечения надежности электроснабжения потребителей, относящихся к третьей категории, а для питания производственных корпусов, обеспечивающих основную работу предприятия используем радиальную схему, обладающую повышенной надежностью и рекомендованную для использования для питания потребителей второй и первой категорий. Выбрана мощность силовых трансформаторов на КТП и устройств компенсации реактивной мощности к ним.

3 Определение параметров системы заземления энергоблока и его молниезащиты

Выполним расчет тросовой молниезащиты корпуса энергоблока. Данный корпус имеет следующие геометрические размеры: длина корпуса 142 м, его ширина 14 м и его высота 10 м. Высота установки тросовой молниезащиты выбрана на уровне 18 м, протяженность троса составит - 136 м. Расчеты выполняем в следующей последовательности:

«Высота вершины конуса молниеотвода определяется по формуле» [21]:

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (61)$$

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

«Радиус защиты на уровне земли определяется по формуле» [22]:

$$r_0 = (1,35 - 25 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot h \quad (62)$$

$$r_0 = (1,35 - 25 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot 18 = 23,5 \text{ м.}$$

«Радиус зоны тросового молниеотвода на уровне высоты защищаемого объекта определяется по формуле» [21]:

$$r_x = (1,35 - 25 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (h - 1,2 \cdot h_x) \quad (63)$$

$$r_x = (1,35 - 25 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (18 - 1,2 \cdot 10) = 7,85 \text{ м.}$$

Определим параметры системы заземления производственного корпуса, для чего выберем количество искусственных заземлителей, размещающихся по контуру здания.

Удельное сопротивление почвы в районе размещения предприятия равно $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Искусственные заземлители сооружаем из стальных стержней с диаметром одного стержня 12 мм и его длиной равной 2 м. Соединение отдельных заземлителей в контур осуществляем при помощи полосы из прутка диаметром 10 мм.

«Сопротивление горизонтальной связующей полосы определяется по формуле» [21]:

$$R_{\Gamma} = \rho \cdot K_{\text{сез}} \cdot \frac{0,4}{L_n} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L_n^2}{b \cdot t} \right) \quad (64)$$

где « L_n – длина полосы связи или длина по периметру закладки;

$K_{\text{сез}}$ – коэффициент сезонности;

b – ширина полосы;

t – глубина заложения» [19].

$$R_{\Gamma} = 100 \cdot 2,3 \cdot \frac{0,4}{320} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 320^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 1,973 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление растеканию одиночного вертикального заземлителя, заглубленного в землю определяется по формуле» [21]:

$$R_b = \frac{\rho_{\text{рв}}}{2 \cdot \pi \cdot l_b} \cdot \lg \frac{4 \cdot l_b}{d} \quad (65)$$

где « l_b , d - соответственно длина и диаметр стержня» [21].

«Расчетное удельное сопротивление грунта определяется по формуле» [23]:

$$\rho_{\text{рв}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{ПВ}} \quad (66)$$

где « $K_{\text{ПВ}}$ - коэффициент сезонности;

$\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление грунта» [16].

$$\rho_{рв} = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Определим величину сопротивления растеканию для одиночного вертикального заземлителя, проложенного под землей:

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2}{0,016} = 69,27 \text{ Ом.}$$

«Фактическое сопротивление заземляющего устройства определяется по формуле» [21]:

$$R_{3,y} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{R_B + R_\Gamma} \quad (67)$$

$$R_{3,y} = \frac{1,973 \cdot 69,27}{1,973 + 69,27} = 1,92 \text{ Ом.}$$

Полученное значение не превышает максимально допустимого значения 4 Ом.

«Количество вертикальных заземлителей определяется по формуле» [21]:

$$n \geq \frac{R_B}{R_D \cdot \eta_B} \quad (68)$$

$$n \geq \frac{69,27}{4 \cdot 0,71} = 24,4$$

Выводы по разделу.

В результате корректирующего расчета для сооружения искусственного заземлителя окончательно выбираем 24 вертикальных стержня.

Заключение

При выполнении работы были разработаны мероприятия по созданию надежной системы электроснабжения завода сельскохозяйственного машиностроения, обеспечивающей минимальные потери электрической энергии при ее передаче и трансформации. Была дана краткая характеристика выпускаемой продукции и описана роль предприятия в структуре агрохолдинга. Найдены расчетные нагрузки по производственным и вспомогательным цехам предприятия и определена суммарная нагрузка.

Для обеспечения электроэнергией складских помещений и помещений бытового назначения использована магистральная схема, достаточная для обеспечения надежности электроснабжения потребителей, относящихся к третьей категории, а для питания производственных корпусов, обеспечивающих основную работу предприятия использована радиальная схема, обладающая повышенной надежностью и рекомендованная для использования для питания потребителей второй и первой категорий. Выбрана мощность силовых трансформаторов на КТП и устройств компенсации реактивной мощности к ним.

Определены значения токов короткого замыкания в пятнадцати расчетных точках, что позволило охватить сеть напряжением 10 кВ и 0,4 кВ и получить расчетные значения токов у самых близких и удаленных от ТП электроприемников, полученные результаты были использованы для выбора и проверки коммутационно-защитных аппаратов, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также другого электрооборудования цеховых подстанций предприятия. Выбраны вводные автоматические выключатели для установки на вводах низкого напряжения трансформаторных подстанций.

Выполнен расчет параметров систем молниезащиты и заземления для производственного корпуса предприятия в результате которого для установки в системе заземления подстанции были выбраны 24 вертикальных стержня.

Список используемой литературы

1. Абрамова Е.Я., Алешина С.К., Чиндяскин В.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие по курсу ЭПП. Оренбург: ГОУ ОГУ, 2015. 103 с.
2. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2016. 78 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 08.06.2022).
4. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 03.05.2022).
5. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
7. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
8. Мельников М.А. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. пособие. Томск: Изд. ТПУ, 2001. 140 с.
9. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.
10. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.

11. Савоськин В. С. Электроснабжение. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособие. Пенза : Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2018. 256 с.
12. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий [Электронный ресурс]: учебник. 5-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2019. 405 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003810> (дата обращения: 15.07.2022).
13. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Вологда : "Инфра-Инженерия", 2016. 928 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/95768> (дата обращения: 14.03.2022).
14. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
15. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения : учеб. пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 127 с.
16. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование : учебник, 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2018. 407 с.
17. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.
18. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.
19. Bobby Rauf S. Electrical Engineering for Non-electrical Engineers. Lulu Press. Inc, 2015. 235 p.
20. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.

21. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.
22. Usman M., Coppo M., Bignucolo F., Turri R., Cerretti, A. A novel methodology for the management of distribution network based on neutral losses allocation factors // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2019. №1. pp. 613-622.
23. Zhang Q., Tang W., Zaccour G., Zhang J. Should a manufacturer give up pricing power in a vertical information-sharing channel // European Journal of Operational Research. 2019. №276, pp. 910-928.