

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 производственного цеха ООО
«Гандер»

Студент

Д.А. Алексеев
(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.С. Романов
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Тема данной бакалаврской работы является: «Реконструкция систем электроснабжения производственного цеха ООО «Гандер».

В данной работе была реконструирована трансформаторная подстанция № 5 ООО «Гандер». Для этого было проведено техническое обоснование реконструкции, были также рассчитаны электрические нагрузки предприятия, токи короткого замыкания.

В работе были выбраны число и мощность понижающих трансформаторов, а также сделано экономическое сравнение трансформатора до реконструкции с трансформатором, предлагаемым для установки, выбраны трансформаторы тока, автоматические выключатели, кабели и шины, рассчитана молниезащита.

В завершении сделан вывод по Электроснабжению ООО «Гандер».

Работа состоит из пояснительной записки объёмом 61 страниц и 6 чертежах формата А1.

Abstract

The title of the graduation work is Reconstruction of power supply systems of JSC «Tander».

The senior thesis consists of an explanatory note on 61 pages, introduction, including 8 figures, 12 tables, the list of references including foreign sources and 1 appendix, and the graphic part on 6 A1 sheets.

The object of the graduation project is transformer substation No. 5.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are description of the complex, calculation of electrical loads, selection of the type and power of the substation transformer, taking into account the reactive power compensation, calculation of short-circuit currents, selection of electrical apparatus, current transformer selection, selection of circuit breakers. We give full coverage to electrical installations used at the substation.

We start with the statement of the problem and then logically pass over to its possible solutions.

We discuss that electrical installations are located at transformer substations 875,876,3,4,5. The readers' attention is also drawn to transformer substations 875,876,3,4 which have been reconstructed, 5 substations use outdated equipment.

In conclusion we'd like to stress the transformer substation was reconstructed in accordance with all modern standards.

The work is of interest for wide circle of readers.

Содержание

Введение.....	5
1 Описание комплекса	6
1.1 Расположение.....	6
1.2 Назначение ООО «Тандер».....	7
1.3 Электрооборудование комплекса.....	7
1.4 Анализ электрооборудования и потребителей.....	13
2 Расчёт электрических нагрузок.....	16
3 Выбор типа, и мощности трансформатора подстанций с учётом компенсации реактивной мощности.....	27
4 Расчет токов коротких замыканий.....	36
4.1 Параметры расчётной схемы.....	36
4.2 Расчёт токов КЗ.....	42
5 Выбор электрических аппаратов.....	46
5.1 Выбор трансформатора тока	46
5.2 Выбор автоматических выключателей и кабелей.....	49
5.3 Выбор шинпровода	54
6 Молниезащита.....	56
Заключение.....	58
Список используемой литературы	59

Введение

В данный момент у большинства российских предприятий наблюдается одна характерная тенденция - это устаревание энергетического оборудования. Большая часть комплексов и предприятий работают по принципу: «выжать максимум из энергетического оборудования». Эксплуатации морально и физически изношенного электрооборудования может привести к остановке сложного производственного процесса, массовой порче продуктов питания, несоблюдению требований по качеству электроэнергии, нарушению электромагнитной совместимости. Всё это может привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, таких как пожар или поражение электрическим током. В таких случаях человек может пострадать или получить ранения не совместимые с жизнью.

Пищевая отрасль является одной из социально важных отраслей промышленности Российской Федерации, поэтому модернизация данной отрасли всегда должна стоять на первом месте.

Цель данной бакалаврской работы заключается в проведении реконструкции системы электроснабжения производственного цеха ООО «Тандер».

Для решения обозначенной цели работы были поставлены следующие задачи:

- анализ существующей системы электроснабжения предприятия;
- расчет электрических нагрузок производственного цеха ООО «Тандер»;
- выбор количества и мощности питающих трансформаторов;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, защитных элементов и проводников;
- расчёт молниезащиты.

1 Описание комплекса

1.1 Расположение

ООО «Тандер» в Самарской области располагается на 25 гектарах земли по адресу: Самарская область, Ставропольский р-н, с. Васильевка, Поля 28, 29, 34-38, 86-91, земельный участок № 3. На рисунке 1 показано расположения комплекса со спутника.



Рисунок 1- Расположение ООО «Тандер», вид со спутника

1.2 Назначение ООО «Тандер»

Распределительный центр ООО «Тандер» выполняет важную функцию по обеспечению населения продуктами питания.

На территории комплекса располагаются:

- склад временного хранения продуктов питания, в том числе с холодильными камерами;
- малая фабрика кухни, на которой производят готовые продукты питания и полуфабрикаты;
- автотранспортное предприятие, которое осуществляет ремонт машин и их техническое обслуживание;
- три газотурбинных генератора, предназначенных для получения дешевой электроэнергии.

1.3 Электрооборудование комплекса

Электроснабжение ООО «Тандер» организовано от двух внешних поставщиков электроэнергии – «Магнит-Энерго» и «ТЭС, Тольяттинские электросети». Подключения внешних поставщиков электроэнергии к АО «Тандер» осуществляется через КРУН [5] (комплектно-распределительное устройство наружное), изображенное на рисунке 2.

На территории комплекса имеется энергоцентр, в состав которого входит три газопоршневые установка мощностью 2 МВт (изображенные на рисунке 3) и ДГУ (дизельногенерирующая установка) мощностью 1,8 МВт [7].



Рисунок 2- Комплектные распределительные устройства (наружные)



Рисунок 3 - Три газопоршневые установки мощностью 2 МВт

От внешних поставщиков электроэнергии вводные кабельные линии поступают на трансформаторные подстанции (ТП № 875 и ТП № 876), а также на энергоцентр для резервирования [12]. Переключение между вводными кабельными линиями внутри ТП организовано при помощи секционного вакуумного переключателя [1]. ТП № 875 эксплуатируется без АВР (автоматического ввода резерва) [15].

На территории комплекса предусмотрен ряд трансформаторных

подстанций, причём как отдельно стоящих, так и примыкающих к зданиям склада:

- два «сухих» трансформатора, мощностью 630 кВА каждый (ТП № 875) с отдельным ДГУ (дизельная генерирующая установка) мощностью 250 МВт (представлена на рисунке 4) [24];



Рисунок 4 - Стационарный ДГУ

- два «сухих» трансформатора, мощностью 1600 кВА каждый (ТП № 876 изображена на рисунке 5), с отдельным ДГУ, мощностью 2 МВт;
- два «сухих» трансформатора, мощностью 1600 кВА каждый (ТП № 3) с отдельным ДГУ, мощностью 2 МВт;
- два «сухих» трансформатора 1600 кВА каждый (ТП № 4) с отдельным ДГУ, мощностью 2 МВт;
- два «масляных» трансформатора, мощностью 1250 с отдельным ДГУ, мощностью 630 МВт (ТП № 5) [2].



Рисунок 5 - Внутренний вид подстанции № 876

ДГУ, подсоединённые к трансформаторным подстанциям выполняют функцию резервации энергоснабжения. На ООО «Тандер» установленные ДГУ от компании «Cummins» разной мощностью от 630 кВт до 2 МВт [19].

Помимо стационарных ДГУ, предназначенных для каждого ТП, на территории комплекса предусмотрены также мобильные (на автомобильном шасси) ДГУ для аварийных нужд, мощностью 900 кВт. ДГУ находятся в дежурном режиме работы [11].

На территории комплекса предусмотрен отдельный энергоцентр, включающий в себя три газопоршневых установки, суммарной мощностью 6 МВт, которые вырабатывают электроэнергию и выдают в собственную электросеть объекта. Для энергоцентра предусмотрена собственная ДГУ, мощностью 1200 кВт [13].

На объекте предусмотрена система молниезащиты только на дымоходных трубах котельных и энергоцентре.

На объекте предусмотрено централизованное газоснабжение от поставщика ООО «Газпроммежрегионаз Тольятти», по двум газопроводам среднего давления – 0,6 МПа, проложенным до отдельно стоящего ГРП (газорегуляторный пункт). Далее после ГРП давление природного газа понижается и распределяется до энергоцентра, на газопоршневые установки, а также на две газовые котельные. В котельных установлены газовые котлы «Viessman Vitioflex»: два мощностью по 3 МВт, один мощностью 1,5 МВт, два - по 6 МВт с комбинированными горелками [20].

Для обеспечения резервного топлива на территории ООО «Тандер» предусмотрено подземное топлиохранилище с дизельным топливом. Потребление топлива в месяц составляет 25000 м³.

1.4 Анализ электрооборудования и потребителей

Комплекс обеспечен по второй категории надежности электроснабжения. Это даёт нам два источника питания. В таблице 1 приведено сравнение электрооборудования трансформаторных подстанций.

Таблица 1- Сравнение электрооборудования трансформаторных подстанций

№ ТП	Наименование электрооборудования	Тип марки	Год введения в эксплуатацию	Количество штук
Подстанция № 875				
1	Силовой трансформатор	ТСГЛ -1250/6/0,4	2017	2
2	ДГУ	Cummins 250	2018	1
3	Трансформатор тока	ТТИ-125	2017	6
Подстанция № 876				
1	Силовой трансформатор	ТСГЛ -1250/6/0,4	2017	2
2	ДГУ	Cummins 250	2018	1
3	Трансформатор тока	ТТИ-125	2017	6
Подстанция № 3				
1	Силовой трансформатор	ТСГЛ-1250/6/0,4	2017	2
2	ДГУ	Cummins 250	2018	1
3	Трансформатор тока	ТТИ-125	2017	6
Подстанция № 4				
1	Силовой трансформатор	ТСГЛ -1250/6/0,4	2017	2
2	ДГУ	Cummins 250	2018	1
3	Трансформатор тока	ТТИ-125	2017	6
Подстанция № 5				
1	Силовой трансформатор	ТМГ-1250/6/0,4	2006	2
2	ДГУ	Cummins 250	2018	1
3	Трансформатор тока	ТРИ-812	2008	6

По году ввода в эксплуатацию можно заметить, что электрооборудование на ТП № 5 имеет наибольший срок службы из всего оборудования комплекса. По данным службы эксплуатации предприятия на данном оборудовании часто возникают аварийные отказы и нештатные ситуации, что приводит к перерывам в электроснабжении, сбою в технологическом процессе производства. Физический и моральный износ ТП № 5 достигает пикового значения, что определяет снижение ресурса

оборудования до значений, близких к критическим, увеличению затрат на проведение ТОиР. ООО «Тандер» - это динамично развивающееся предприятие, которое заинтересованно в обеспечении качественного и надежного электроснабжения своих объектов, поэтому задача по реконструкции электрооборудования ТП № 5 является одной из приоритетных.

У комплекса имеются многочисленные потребители электроэнергии, среди которых: холодильное оборудование, электрические плиты, машины для приготовления мучных изделий, весы электронные, шкаф контроля статусов автоматов [26].

Как можно заметить на четырёх трансформаторных подстанциях стоят современные сухие силовые трансформаторы серии ТСГЛ (трансформатор сухой с литой эпоксидной изоляционной обмоткой «Геофоль»). Преимуществами данных трансформаторов являются:

- повышенный срок службы - не менее 30 лет;
- малый уровень шума;
- пожаробезопасность;
- устойчивости к кратковременным перегрузкам;
- малый размер;
- отсутствие выбросов CO₂;
- минимальное обслуживание.

У сухих трансформаторов имеются и недостатки. Например, уровень потерь холостого хода, а так же короткого замыкания, выше, чем у масляного трансформатора.

В свою же очередь на ТП № 5, установлены не самые современные электротехнические устройства. Например, силовой трансформатор серии ТМГ (трансформатор трёхфазной, маслonaполненный с герметичным исполнением). Преимуществом данной серии трансформаторов является высокий уровень защиты трансформаторных обмоток от внешних воздействий и низкая цена.

К недостаткам масляных трансформаторов можно отнести:

- нуждаются в постоянном обслуживании;
- более высокие потери короткого замыкания по сравнению с сухими трансформаторами;
- категория пожаробезопасности - категория В1 (пожароопасные);
- наличие выбросов CO₂.

ООО «Тандер» располагается в с. Васильевка. Питание объекта осуществляется за счёт двух внешних и одного внутреннего поставщика. На территории находится пять ТП, подключённым к ним ДГУ. Исходя из года введению в эксплуатацию и кратко описания преимуществ и недостатков силовых трансформатор, можно сделать вывод, что по крайней мере трансформатор напряжения ТП № 5 нуждается в реконструкции [18].

2 Расчёт электрических нагрузок

Расчёт электрических нагрузок предприятия является одним из важнейших элементов реконструкции предприятия, так как полученные при расчётах данные помогают выбрать основные элементы трансформаторной подстанции и обеспечить их безопасную эксплуатацию [3].

Начнём с определения электрической нагрузки. Электрическая нагрузка - это нагрузка в сети, создаваемая потребителями электроэнергии в определённый момент времени [6]. В таблице 2 приведён перечень потребителей электроэнергии МФК (малой фабрики кухни) ТП № 5.

Таблица 2 - Перечень потребителей

№ потреби-теля	Наименование потребителя	Коли-чество	Напряжение, В	Мощность, кВт	Cos φ	Ки
1	Фритюрница	2	380	76	0,9	0,65
2	Сковорода опрокидывающаяся	2	220	12	0,9	0,5
3	Блинница	2	220	9,6	0,9	0,6
4	Плита электрическая	1	220	10	0,9	0,65
5	Котёл пищеварочный	2	380	27	0,9	0,5
6	Сковорода с мешалкой	1	220	9,4	0,8	0,5
7	Принтер печати этикетки	26	220	11,8	0,8	0,4
8	Весы электронные настольные	36	220	7,4	0,59	0,5
9	Машина котломоечная	1	220	0,7	0,7	0,4
10	Подсветка зонта	2	220	0,4	0,7	0,6
11	Резервные розетки	18	380	18	0,7	0,3
12	Миксер настольный	1	220	0,8	0,7	0,4
13	Шкаф контроля статусов автоматов	1	220	0,5	0,9	0,8
14	Шкаф контроля	1	220	0,5	0,9	0,8
15	Шкаф контроля параметров водомерного узла	1	220	0,5	0,9	0,8
16	Шкаф контроля (серверная)	1	220	0,3	0,9	0,8
17	Шкаф управления завесами	1	220	4	0,9	0,8

Продолжение таблицы 2

18	Шкаф управления тепловым пунктом	1	220	4	0,9	0,7
19	Штора противопожарная	2	220	0,8	0,9	0,8
20	Шкаф управления приточной установкой	17	380	85	0,9	0,8
21	Шкаф управления огнезащитным клапаном	2	220	1	0,9	0,7
22	Шкаф управления вентилятора подпора воздуха	1	220	3	0,9	0,6
23	Шкаф управления вентилятора дымоудаления	1	220	11	0,9	0,6
24	Шкаф управления	1	220	0,5	0,9	0,7
25	Шкаф управления клапанами дымоудаления	1	220	0,5	0,9	0,5
26	Пароконвектомат	5	380	185	0,7	0,6
27	Кипятильник электрический	3	380	30	0,5	0,5
28	Машина посудомоечная	1	220	6,9	0,6	0,7
29	Овощерезка	3	220	1,65	0,5	0,7
30	Мясорубка	2	220	1,1	0,7	0,8
31	Розеточная сеть для подключения переносного эл. инструмента	8	220	2,5	0,8	0,6
32	Шкаф холодильный среднетемпературный	7	220	3,85	0,9	0,7
33	Камера шоковой заморозки	3	220	18	0,8	0,6
34	Автомат для приготовления горячих напитков	1	220	1	0,7	0,5
35	Прилавок-витрина охлаждаемый	1	220	0,72	0,6	0,5
36	Мармит для первых блюд	1	220	0,4	0,9	0,5
37	Мармит для первых и вторых блюд	1	220	0,08	0,9	0,5
38	Шкаф холодильный	2	220	1	0,9	0,7
39	Насосная станция для сателлитов пенного мытья	1	220	7,5	0,7	0,5
40	Санпропускник	3	220	3,3	0,6	0,5

Продолжение таблицы 2

41	УФ рецикулятор	7	220	1,4	0,6	0,5
42	Пила лоточная	2	220	2,2	0,5	0,7
43	Электочистка	1	220	0,1	0,6	0,7
44	Машина для нарезки	1	220	0,5	0,6	0,8
45	Процессор кухонный	3	220	1,65	0,7	0,5
46	Лампа инсектицидная	8	220	0,40	0,5	0,7
47	Рукосушитель	7	220	13,5	0,6	0,8
48	Миксер для мяса	1	220	0,75	0,6	0,7
49	Панировочная машина	1	220	0,12	0,6	0,8
50	Машина для сушки овощей	1	220	1,1	0,7	0,5
51	Машина для мойки овощей	1	220	1,1	0,7	0,6
52	Машина перемешивающая	2	220	3	0,8	0,5
53	Стол охлаждающий	3	220	1,5	0,5	0,7
54	Слайсер	1	220	0,23	0,6	0,7
55	Машина для сушки Tirotti	1	220	1,1	0,7	0,8
56	Консервовскрыватьель	1	220	0,12	0,5	0,7
57	Дисковый накопитель конвейера упаковки	1	220	0,2	0,6	0,7
58	Конвейер упаковки	3	220	0,9	0,6	0,8
59	Конвейер упаковки металлодетектор	1	220	2,5	0,5	0,8
60	Линия запайки	1	220	5,7	0,5	0,8
61	Машина упаковочная	1	220	5	0,6	0,7
62	Машина запаечная	1	220	4	0,5	0,8
63	Весы напольные	6	220	1	0,5	0,7
64	Микроволновый дефростер	1	220	31	0,6	0,8
65	Ворота подъемные	3	220	1,6	0,7	0,8
66	Платформа уравнивательная	2	220	3	0,7	0,8
67	Скоростные ворота	1	220	1,1	0,5	0,7
68	Весы платформенные	1	220	0,2	0,6	0,8
69	Пурифайер	1	220	1	0,7	0,8
70	Холодильник	1	220	0,3	0,6	0,8
71	Зарядное устройство полумоечной машины	1	220	2	0,7	0,8
72	Пресс для сухого мусора	1	220	4	0,6	0,7
73	Компрессор подачи сжатого воздуха	2	380	15	0,6	0,6
74	Вендинг	1	220	2,5	0,7	0,8
75	Автомат для приготовления напитков	1	220	2,5	0,7	0,8

Продолжение таблицы 2

76	Станок сверлильный	1	220	1,9	0,7	0,7
77	Станок точильно-шлифовальный	1	220	0,25	0,6	0,8
78	Сварочный аппарат	2	380	16,5	0,7	0,8
79	Водонагревательный накопитель	2	380	48	0,6	0,8
80	Сервер	10	380	50	0,7	0,8
81	Наружный блок кондиционера	2	380	23,06	0,6	0,8
82	Блок СКУД (тамбур служебного входа)	1	220	0,1	0,7	0,7
83	Электрообогрев воронки	4	220	0,6	0,7	0,5
84	Насос	2	220	3	0,84	0,75
85	Система обеззараживания	1	220	0,27	0,5	0,8
86	Турникет	1	220	0,5	0,6	0,7
87	Электрообогрев жиρούловителя	1	220	2,25	0,5	0,8
88	Датчик уровня жира	1	220	0,05	0,6	0,5
89	Электрообогрев трубопровода выпуска систем К2	1	220	0,75	0,6	0,5
90	Источник бесперебойного питания	15	380	22,5	0,7	0,8
91	Компьютер офисный	14	220	11,2	0,8	0,8

Как можно заметить, в МФК располагаются 91 вид потребителя электроэнергии, а всего суммарно на предприятии находится 297 потребителей.

Исходя из типов потребителей комплекса, по справочным данным были найдены значения K_u и $\cos \varphi$, характерных электроприемников цеха [9].

Выбрал коэффициент использования и коэффициент полезной мощности для каждого.

Для каждого потребителя определяются реактивные и активные электрические нагрузки по формулам 1 и 2 [17]:

$$P_c = K_{и} \cdot P_{н}, \quad (1)$$

где P_c - активная нагрузка;

$K_{и}$ - коэффициентов использования;

$P_{н}$ - номинальная мощность.

$$Q_c = K_{и} \cdot P_{н} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где Q_c - реактивная нагрузка;

$K_{и}$ - коэффициентов использования;

$P_{н}$ - номинальная мощность;

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности.

Далее был определен коэффициент по формуле 3. Для определения данного коэффициента нам необходимы коэффициенты использования и количество эффективных ЭП (электроприемников). Данные коэффициенты взяты из таблицы 3:

$$K_p = f(K_{и}; \text{при } n_{э}). \quad (3)$$

Таблица 3 - Значения коэффициент использования и количество эффективных ЭП

$n_{э}$	Коэффициент использования $K_{и}$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6-8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9-10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10-25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Используя данные из таблицы № 3, определены расчетные активные и реактивные мощности по формулам 4, 5 и 6 [21]:

$$P_p = K_p \cdot P_c \quad (4)$$

где P_p - активная мощность;

K_p - расчётный коэффициент;

P_c - активная нагрузка.

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_c \quad n_s \leq 10 \quad (5)$$

$$Q_p = Q_c \quad n_s \geq 10 \quad (6)$$

Определять полную расчетную мощность будем по формуле 7:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (7)$$

где S_p -полная расчётная мощность;

P_p - активная мощность;

Q_p - реактивная мощность.

Запишем все полученные данные в таблицу 4.

Таблица 4 – Итог расчета нагрузок по МФК

	Название ЭП	$P_H, кВт$	n_{Σ}	$\Sigma P_H, кВт$	K_{II}	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$P_c, кВт$	$Q_c, кВт$	K_p	$P_p, кВт$	$Q_p, кВАр$	$S_p, кВА$
1	Фритюрница	38	2	76	0,65	0,9	0,48	49,4	23,712	1,11	49,4	23,712	80,9172
2	Сковорода опрокидывающаяся	6	2	12	0,5	0,9	0,48	6	2,88	1,24	5,7	2,736	10,608
3	Блинница	4,8	2	9,6	0,6	0,9	0,48	5,76	2,7648	1,11	5,76	2,7648	9,43488
4	Плита электрическая	10	1	10	0,65	0,9	0,48	6,5	3,12	1,33	6,5	3,12	12,077
5	Котёл пищеварочный	13,5	2	27	0,5	0,9	0,48	13,5	6,48	1,24	12,825	6,156	23,868
6	Сковородка с мешалкой	9,4	1	9,4	0,5	0,8	0,75	4,7	3,525	1,6	4,465	3,34875	11,3975
7	Принтер печати этикетки	0,45	26	11,8	0,4	0,8	0,75	4,72	3,54	0,75	3,776	2,832	7,08
8	Весы электронные настольные	0,2	36	7,4	0,5	0,59	1,37	3,7	5,069	0,8	2,96	4,0552	8,029
9	Машина котломоечная	0,7	1	0,7	0,4	0,7	1,02	0,28	0,2856	2	0,266	0,27132	0,87416
10	Подсветка зонта	0,2	2	0,4	0,6	0,7	1,02	0,24	0,2448	1,11	0,24	0,2448	0,53568
11	Резервные розетки	1	18	18	0,3	0,7	1,02	5,4	5,508	0,85	4,05	4,131	10,098
12	Миксер настольный	0,8	1	0,8	0,4	0,7	1,02	0,32	0,3264	2	0,304	0,31008	0,99904
13	Шкаф контроля статусов автоматов	0,5	1	0,5	0,8	0,9	0,48	0,4	0,192	1,14	0,4	0,192	0,6672
14	Шкаф контроля	0,5	1	0,5	0,8	0,9	0,48	0,4	0,192	1,14	0,4	0,192	0,6672
15	Шкаф контроля параметров водомерн. уз.	0,5	1	0,5	0,8	0,9	0,48	0,4	0,192	1,14	0,4	0,192	0,6672
16	Шкаф контроля (серверная)	0,3	1	0,3	0,8	0,9	0,48	0,24	0,1152	1,14	0,24	0,1152	0,40032
17	Шкаф управления завесами	4	1	4	0,8	0,9	0,48	3,2	1,536	1,14	3,2	1,536	5,3376
18	Шкаф управления тепловым пунктом	4	1	4	0,7	0,9	0,48	2,8	1,344	1,14	2,8	1,344	4,6704
19	Штора противопожарная	0,4	2	0,8	0,8	0,9	0,48	0,64	0,3072	1	0,64	0,3072	0,97792
20	Шкаф управления приточной установкой	5	17	85	0,8	0,9	0,48	76,5	36,72	0,9	72,675	34,884	105,57

Продолжение таблицы 4

21	Шкаф управления огнезащитным клапаном	0,5	2	1	0,7	0,9	0,48	0,7	0,336	1	0,7	0,336	1,0696
22	Шкаф управления вентилятора подпора воздуха	3	1	3	0,6	0,9	0,48	1,8	0,864	1,33	1,8	0,864	3,3444
23	Шкаф управления вентилятора дымоудаления	11	1	11	0,6	0,9	0,48	6,6	3,168	1,33	6,6	3,168	12,2628
24	Шкаф управления	0,5	1	0,5	0,7	0,9	0,48	0,35	0,168	1,14	0,35	0,168	0,5838
25	Шкаф управления клапанами дымоудаления	0,5	1	0,5	0,5	0,9	0,48	0,25	0,12	1,6	0,2375	0,114	0,532
26	Пароконвектомат	37	5	185	0,6	0,7	1,02	111	113,22	0,94	105,45	107,559	228,882
27	Кипятильник электрический	10	3	30	0,5	0,5	1,73	15	25,95	1,14	14,25	24,6525	45,645
28	Машина посудомоечная	6,9	1	6,9	0,7	0,6	1,33	4,83	6,4239	1,14	4,83	6,4239	12,57249
29	Овощерезка	0,55	3	1,65	0,7	0,5	1,73	1,155	1,99815	1	1,155	1,99815	3,352965
30	Мясорубка	0,55	2	1,1	0,8	0,7	1,02	0,88	0,8976	1	0,88	0,8976	1,86736
31	Розеточная сеть для подключения переносного эл. инструмента	0,31	8	2,5	0,6	0,8	0,75	1,5	1,125	0,92	1,425	1,06875	2,6175
32	Шкаф холодильный среднетемпературный	0,55	7	3,85	0,7	0,9	0,48	2,695	1,2936	0,91	2,695	1,2936	3,87541
33	Камера шоковой заморозки	6	3	18	0,6	0,8	0,75	10,8	8,1	1,08	10,8	8,1	20,574
34	Автомат для приготовления горячих напитков	1	1	1	0,5	0,7	1,02	0,5	0,51	1,6	0,475	0,4845	1,361

Продолжение таблицы 4

35	Прилавок-витрина охлаждаемый	0,72	1	0,72	0,5	0,6	1,33	0,36	0,4788	1,6	0,342	0,45486	1,10268
36	Мармит для первых блюд	0,4	1	0,4	0,5	0,9	0,48	0,2	0,096	1,6	0,19	0,0912	0,4256
37	Мармит для первых и вторых блюд	0,08	1	0,08	0,5	0,9	0,48	0,04	0,0192	1,6	0,038	0,01824	0,08512
38	Шкаф холодильный	0,5	2	1	0,7	0,9	0,48	0,7	0,336	1	0,7	0,336	1,0696
39	Насосная станция для сателлитов пенного мытья	7,5	1	7,5	0,5	0,7	1,02	3,75	3,825	1,6	3,5625	3,63375	10,2075
40	Санпропускник	1,1	3	3,3	0,5	0,6	1,33	1,65	2,1945	1,14	1,5675	2,084775	4,29495
41	УФ рецикулятор	0,2	7	1,4	0,5	0,6	1,33	0,7	0,931	0,93	0,665	0,88445	1,6751
42	Пила лоточная	1,1	2	2,2	0,7	0,5	1,73	1,54	2,6642	1	1,54	2,6642	4,47062
43	Электочистка	0,1	1	0,1	0,7	0,6	1,33	0,07	0,0931	1,14	0,07	0,0931	0,18221
44	Машина для нарезки	0,5	1	0,5	0,8	0,6	1,33	0,4	0,532	1,14	0,4	0,532	1,0412
45	Процессор кухонный	0,55	3	1,65	0,5	0,7	1,02	0,825	0,8415	1,14	0,78375	0,799425	1,86615
46	Лампа инсектицидная	0,05	8	0,40	0,7	0,5	1,73	0,28	0,4844	0,91	0,28	0,4844	0,78764
47	Рукосушитель	1,92	7	13,5	0,8	0,6	1,33	10,8	14,364	0,91	10,8	14,364	25,6284
48	Миксер для мяса	0,75	1	0,75	0,7	0,6	1,33	0,525	0,69825	1,14	0,525	0,69825	1,366575
49	Панировочная машина	0,12	1	0,12	0,8	0,6	1,33	0,096	0,12768	1,14	0,096	0,12768	0,249888
50	Машина для сушки овощей	1,1	1	1,1	0,5	0,7	1,02	0,55	0,561	1,6	0,5225	0,53295	1,4971
51	Машина для мойки овощей	1,1	1	1,1	0,6	0,7	1,02	0,66	0,6732	1,33	0,66	0,6732	1,61832
52	Машина перемешивающая	1,5	2	3	0,5	0,8	0,75	1,5	1,125	1,24	1,425	1,06875	3,0975
53	Стол охлаждающий	0,5	3	1,5	0,7	0,5	1,73	1,05	1,8165	1,14	1,05	1,8165	3,19515
54	Слайсер	0,23	1	0,23	0,7	0,6	1,33	0,161	0,21413	1,14	0,161	0,21413	0,419083

Продолжение таблицы 4

55	Машина для сушки Tirotti	1,1	1	1,1	0,8	0,7	1,02	0,88	0,8976	1,14	0,88	0,8976	1,99056
56	Консервовскрыватьель	0,12	1	0,12	0,7	0,5	1,73	0,084	0,14532	1,14	0,084	0,14532	0,255612
57	Дисковый накопитель конвейера упаковки	0,2	1	0,2	0,7	0,6	1,33	0,14	0,1862	1,14	0,14	0,1862	0,36442
58	Конвейер упаковки	0,3	3	0,9	0,8	0,6	1,33	0,72	0,9576	1	0,72	0,9576	1,77336
59	Конвейер упаковки металлодетектор	2,5	1	2,5	0,8	0,5	1,73	2	3,46	1,14	2	3,46	6,086
60	Линия запайки	5,7	1	5,7	0,8	0,5	1,73	4,56	7,8888	1,14	4,56	7,8888	13,87608
61	Машина упаковочная	5	1	5	0,7	0,6	1,33	3,5	4,655	1,14	3,5	4,655	9,1105
62	Машина запаечная	4	1	4	0,8	0,5	1,73	3,2	5,536	1,14	3,2	5,536	9,7376
63	Весы напольные	0,16	6	1	0,7	0,5	1,73	0,7	1,211	0,91	0,665	1,15045	1,9691
64	Микроволновый дефростер	31	1	31	0,8	0,6	1,33	24,8	32,984	1,14	24,8	32,984	64,5544
65	Ворота подъёмные	0,53	3	1,6	0,8	0,7	1,02	1,28	1,3056	1	1,28	1,3056	2,71616
66	Платформа уравнительная	1,5	2	3	0,8	0,7	1,02	2,4	2,448	1	2,4	2,448	5,0928
67	Скоростные ворота	1,1	1	1,1	0,7	0,5	1,73	0,77	1,3321	1,14	0,77	1,3321	2,34311
68	Весы платформенные	0,2	1	0,2	0,8	0,6	1,33	0,16	0,2128	1,14	0,16	0,2128	0,41648
69	Пурифаейр	1	1	1	0,8	0,7	1,02	0,8	0,816	1,14	0,8	0,816	1,8096
70	Холодильник	0,3	1	0,3	0,8	0,6	1,33	0,24	0,3192	1,14	0,24	0,3192	0,62472
71	Зарядное устройство поломоечной машины	2	1	2	0,8	0,7	1,02	1,6	1,632	1,14	1,6	1,632	3,6192
72	Пресс для сухого мусора	4	1	4	0,7	0,6	1,33	2,8	3,724	1,14	2,8	3,724	7,2884
73	Компрессор подачи сжатого воздуха	7,5	2	15	0,6	0,6	1,33	9	11,97	1,11	9	11,97	23,157
74	Вендинг	2,5	1	2,5	0,8	0,7	1,02	2	2,04	1,14	2	2,04	4,524
75	Автомат для приготовления напитков	2,5	1	2,5	0,8	0,7	1,02	2	2,04	1,14	2	2,04	4,524

Продолжение таблицы 4

76	Станок сверлильный	1,9	1	1,9	0,7	0,7	1,02	1,33	1,3566	1,14	1,33	1,3566	3,00846
77	Станок точильношлифовальный	0,25	1	0,25	0,8	0,6	1,33	0,2	0,266	1,14	0,2	0,266	0,5206
78	Сварочный аппарат	8,25	2	16,5	0,8	0,7	1,02	13,2	13,464	1,14	13,2	13,464	29,8584
79	Водонагревательный накопитель	24	2	48	0,8	0,6	1,33	38,4	51,072	1,14	38,4	51,072	99,9552
80	Сервер	5	10	50	0,8	0,7	1,02	40	40,8	0,9	38	38,76	76,8
81	Наружный блок кондиционера	11,53	2	23,06	0,8	0,6	1,33	18,448	24,53584	1	18,448	24,53584	45,43742
82	Блок СКУД (тамбур служебного входа)	0,1	1	0,1	0,7	0,7	1,02	0,07	0,0714	1,14	0,07	0,0714	0,15834
83	Электрообогрев воронки	0,16	4	0,6	0,5	0,7	1,02	0,3	0,306	1,04	0,285	0,2907	0,6486
84	Насос	1,5	2	3	0,75	0,84	0,65	2,25	1,4625	1	2,25	1,4625	3,85875
85	Система обеззараживания	0,27	1	0,27	0,8	0,5	1,73	0,216	0,37368	1,14	0,216	0,37368	0,657288
86	Турникет	0,5	1	0,5	0,7	0,6	1,33	0,35	0,4655	1,14	0,35	0,4655	0,91105
87	Электрообогрев жироуловителя	2,25	1	2,25	0,8	0,5	1,73	1,8	3,114	1,14	1,8	3,114	5,4774
88	Датчик уровня жира	0,05	1	0,05	0,5	0,6	1,33	0,025	0,03325	1,6	0,02375	0,031588	0,076575
89	Электрообогрев трубопровода выпуска систем К2	0,75	1	0,75	0,5	0,6	1,33	0,375	0,49875	1,6	0,375	0,49875	1,148625
90	Источник бесперебойного питания	1,5	15	22,5	0,8	0,7	1,02	18	18,36	0,9	16,2	16,524	94,56
91	Компьютер офисный	0,8	14	11,2	0,8	0,8	0,75	8,96	6,72	0,9	8,064	6,048	14,784
	Итого	-	297	850,9	0,6	-	0,94	576,575	542,9645	1,14	556,8375	525,1794	1241,391

В МФК, находится 91 тип потребителя, суммарное число потребителей электроэнергии составляет 297 с суммарной потребляемой мощностью 850,9 кВт [23].

3 Выбор типа, и мощности трансформатора подстанции с учётом компенсации реактивной мощности

Комплекс ООО «Гандер» обеспечен по второй категории надежности электроснабжения, что предусматривает два независимых взаиморезервирующих источников питания. Для начала рассчитаем, суммарные активные и реактивные мощности:

$$\Sigma P_p = P_{p1} + \dots + P_{p91}, \quad (8)$$

$$\Sigma P_p = P_{p1} + \dots + P_{p91} = 556,8375 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_p = Q_{p1} + \dots + Q_{p91}, \quad (9)$$

$$\Sigma Q_p = Q_{p1} + \dots + Q_{p91} = 525,1794 \text{ кВт}.$$

Далее рассчитываем мощность КУ (компенсирующее устройство) на напряжение 0,4 кВ по формуле 10 [8]:

$$\Sigma Q_{к.р} = \alpha \cdot Q_p \cdot (tg \varphi - tg \varphi_{к.р}), \quad (10)$$

где $Q_{к.р}$ - мощность КУ, кВАр;

α - коэффициент, учитывающий повышение $\cos \varphi$ естественным способом, принимается $\alpha = 0,9$;

P_p - расчетная активная мощность цеха;

$tg \varphi$ и $tg \varphi_k$ - коэффициенты реактивной мощности до и после компенсации.

$$\Sigma Q_{к.р} = 0,9 \cdot 556,8375 \cdot (0,94 - 0,33) = 305,7 \text{ кВАр}.$$

По опыту эксплуатации компенсацию реактивной мощности производим до получения значения $tg \varphi_k = 0,33$.

Так как $Q_{к.р} \geq 100 \text{кВАр}$, то установка компенсирующих устройств на стороне до 1 кВ целесообразна, исходя из этого выбираем две установки: АУКРМ-150-0,4.

После этого сделаем расчёт полной мощности цеха с учетом компенсации по формуле 11:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{к.р})^2}, \quad (11)$$

где S_p - полная мощность цеха с учетом компенсации;

P_p - расчетная активная мощность цеха;

Q_p - реактивная мощность;

$Q_{к.р}$ - мощность КУ.

$$S_p = \sqrt{556,8375^2 + (525,1794 - 300)^2} = 600,644 \text{Вт}$$

В конце рассчитывается мощность цеховых трансформаторов по формуле 12:

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot N_T} \quad (12)$$

где S_T - полная мощность одного трансформатора, кВА;

S_p - полная расчетная мощность по цеху с учетом компенсации, кВА;

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора;

N_T - количество трансформаторов в цеховой ПС.

$$S_T \geq \frac{600}{2 \cdot 0.8} = 375,4025 \text{кВА}$$

Таблица 5 – Значение коэффициента загрузки и количества трансформаторов согласно категории надежности

Категория надежности	Количество трансформаторов и КУ	Коэффициент загрузки
1	2	0,7
2	2	0,8
3	1	0,9...0,95

Расчетная мощность выбирается по шкале: ГОСТ Р 54827-2011 [35].

Добавляем 10 % (освещения) и получаем $S_T = 412,94$ кВА.

На данный момент в ТП № 5 установлен масляной трансформатор ТМГ мощностью 1250 кВА. Данный трансформатор должен был питать два цеха: МФК, ЦФС (цех фасовки сыров), а также котельную и КНС (канализационная насосная станция). По итогу ЦФС не был введён в эксплуатацию, а котельную и КНС питает другая ТП. В данный момент ТП №5 питает только МФК.

Сделаем расчёт коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме работы. Данный коэффициент считается по формуле 13:

$$\beta = \frac{S_T}{S_{ном.Т}}, \quad (13)$$

где S_T - мощность цеховых трансформаторов;

$S_{Т ном.}$ - номинальная мощность трансформатора.

Для масляного трансформатора ТМГ-1250 кВА.

$$\beta = \frac{412,94}{1250} = 0,33.$$

На трансформаторной подстанции № 5 предлагается установить сухие трансформаторы типа ТС (трансформатор сухой) изображённый на рисунке 6. Преимущества данных трансформаторов с литой изоляцией, срок службы

не менее 30 лет, малый уровень шума и пожаробезопасность; устойчивость к кратковременным нагрузкам; минимальное обслуживание и небольшие размеры.



Рисунок 6 - Трансформатор сухой – 630 кВА

Коэффициент загрузки трансформатора ТС-630 кВА рассчитывается по формуле 13.

$$\beta = \frac{412,94}{630} = 0,65.$$

Как можно заметить коэффициент загрузки трансформатора сухого больше, чем у масляного трансформатора. Исходя из этого, принимается решение о его замене. Далее сделаем экономический расчёт трансформатора ТС-630/6/0,4 кВА.

В таблице 6 представлены каталожные данные трансформатора ТС-630 кВА.

Таблица 6 – Каталожные данные трансформатора ТС-630/6/0,4

Тип	$S_{T\text{НОМ.}}$	$U_{\text{НОМ,кВ}}$		$U_{K3} \%$	$P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{XX}, \text{кВт}$	$I_X \%$	Стоимость руб.
		ВН	НН					
ТС-630/6/0,4	630	6	0,4	5,5	7,5	1,8	1	290000

Для начала рассчитаем потери в трансформаторе по формулам 14 и 15:

$$\Delta P_K = N_T \cdot \Delta P_{XX} + K_3^2 \cdot P_K, \quad (14)$$

$$\Delta Q_K = N_T \cdot \Delta I_X + K_3^2 \cdot U_{K3} \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (15)$$

где N_T - число трансформаторов

ΔP_{XX} - потери холостого хода;

K_3^2 - короткое замыкание;

P_K , - мощность короткого замыкания;

ΔI_X - ток холостого хода;

U_{K3} - напряжение короткого замыкания;

S_H – номинальная мощность трансформатора;

$$\Delta P_K = 2 \cdot 1,8 + 0,7^2 \cdot 7,5 = 7,275 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_K = 2 \cdot 1 \cdot 0,7^2 \cdot 5,5 \cdot \frac{630}{100} = 33,957 \text{ кВАр}.$$

Нагрузку корпуса с учётом потерь в трансформаторах рассчитываем по формулам 16 и 17.

$$P_p = P_{\Sigma} + P_T = 556,8375 + 7,275 = 564,1 \text{ кВт}, \quad (16)$$

$$Q_p = Q_{\Sigma} + Q_T = 525,1794 + 33,957 = 559,1 \text{ кВАр}. \quad (17)$$

Реактивную мощность в часы минимума рассчитываем по формуле 18.

$$Q_{\min i} = 70\% \cdot Q_p = 0.7 \cdot 559,1 = 391,37 \text{кВАР}. \quad (18)$$

Экономическое обоснование реактивной мощности в часы максимума энергосистемы рассчитываем по формулам 19 и 20.

$$Q'_{\text{Э1}} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{CL} = 559,1 \text{кВАР}, \quad (19)$$

$$Q_{\text{Э1}} = \alpha \cdot Q_p = 0.28 \cdot 564,1 = 157,948 \text{кВАР}. \quad (20)$$

Принимаем наименьшее значение мощности.

Обоснование реактивной мощности рассчитываем по формулам 21 и 22.

$$Q'_{\text{Э2}} = Q_{\min} + Q_{\kappa} = 391,37 \text{кВАР}, \text{ где } Q_{\kappa} = 0, \quad (21)$$

$$Q_{\text{Э2}} = (Q_{\min} + Q_{\text{Э1}}) - Q_p = (391,37 + 157,948) - 559,1 = 9,782 \text{кВАР}. \quad (22)$$

Значение мощности принимаем 377,91 кВАр, так как это напряжение в часы минимальных нагрузок.

Реактивная мощность, передаваемая из сети 6кВ в сеть напряжения до 1 кВ и не должна компенсироваться, рассчитываем по формуле 23.

$$Q_{\text{Эн}} = Q_{\text{Э1}} - (Q_p - Q_{P\Sigma}) = 157,948 - (559,1 - 525,1794) = 124 \text{кВАР}. \quad (23)$$

Реактивная мощность, передаваемая из сети 6 кВ в сеть до 1 кВ рассчитываем по формуле 24.

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{н.е}^2) - P_{\Sigma}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 630)^2 - 556.8375^2} = 684 \text{кВАР}. \quad (24)$$

Мощность КУ, устанавливаемые на стороне до 1 кВ рассчитываем по формуле 25.

$$Q_{КУнн} = Q_{\Sigma} - Q_T = 525,1794 - 684 = -158,8 \text{кВАР}. \quad (25)$$

Как можно заметить, будет наблюдаться дефицит реактивной мощности, поэтому установка КУ не требуется.

КУ на стороне 6кВ рассчитываем по формуле 26.

$$Q_{КУвн} = Q_{КУ\max} - Q_{КУн} = 1200 - 124 = 1076 \text{кВАР}, \quad (26)$$

$Q_{КУвн} > 1000 \text{кВАР}$.

Делаем расчёты на затраты КУ по формуле 27.

$$\begin{aligned} Z_{КУ} &= E \cdot K_y \frac{U^2}{U_{БК}} \cdot Q + C_0 \cdot P_{БК} \cdot Q + E_p \cdot K_p \cdot N_{КУ} = \\ &= 193600 \cdot 0,223 \cdot \left(\frac{1,05}{1,95}\right)^2 \cdot 0,63 + 4,8 \cdot 1,08 \cdot 0,63 + 0,27 \cdot 200000 \cdot 2 = 122648,8 \text{руб.} \end{aligned} \quad (27)$$

где $K_y = 193600$ руб.

Рассчитаем затраты на установку ТС – 630/6/0,4 кВА по формуле 28.

$$Z_{ТС} = E \cdot K_{ТС} + C \cdot \Delta P_T \cdot N_T, \quad (28)$$

где $K_{ТС} = 290000$ руб.

$$\begin{aligned} C \cdot \Delta P_T &= C_0 \cdot \Delta P_{XX} \cdot N_T + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} = 650,5 \cdot 1,8 \cdot 2 + 250,7 \cdot 0,7^2 \cdot 7,5 \cdot 2 = 4182,645 \text{руб.} \\ Z_{ТС} &= 0,223 \cdot 290000 \cdot 2 + 4182,645 = 133522,645 \text{руб.} \end{aligned}$$

Далее предлагается взять трансформатор по мощности на ступень выше ТС-1000 кВА. В таблице 7 представлены каталожные данные трансформатора ТС-1000 кВА.

Таблица 7 – Каталожные данные трансформатора ТС-1000/6/0,4

Тип	$S_{T\text{НОМ.}}$	$U_{\text{НОМ.,кВ}}$		$U_{K3}\%$	$P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{XX}, \text{кВт}$	$I_X\%$	Стоимость руб.
		ВН	НН					
ТС-1000/6/0,4	1000	6	0,4	6	8,5	2,4	1	898000

Для начала рассчитаем потери в трансформаторе по формулам 14 и 15.

$$\Delta P_K = 2 \cdot 2,4 + 0,7^2 \cdot 8,5 = 8,96 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_K = 2 \cdot 0,6 \cdot 0,7^2 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{100} = 11,76 \text{ кВАр}.$$

Нагрузка корпуса с учётом потерь в трансформаторах рассчитываем по формулам 16 и 17.

$$P_p = 556,8375 + 8,96 = 565,79 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 525,1794 + 11,76 = 536,93 \text{ кВАр}.$$

Реактивная мощность в часы минимума рассчитываем по формуле 18.

$$Q_{\min i} = 0,7 \cdot 539,87 = 377,91 \text{ кВАр}.$$

Экономическое обоснование реактивной мощности в часы максимума энергосистемы рассчитываем по формулам 19 и 20.

$$Q'_{31} = 536,93 \text{ кВАр},$$

$$Q_{31} = 0,28 \cdot 565,79 = 158,42 \text{ кВАр}.$$

Принимаем наименьшее значение мощности из-за понижения напряжения в часы максимальных нагрузок.

Экономическое обоснование значение реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок по формулам 21 и 22.

$$Q'_{32} = 377,91 \text{ кВАр},$$

$$Q_{32} = (377,91 + 158,42) - 536,93 = 1,54 \text{ кВАр}$$

Значение мощности принимаем 377,91 кВАр, из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок.

Реактивная мощность, которая должна передаваться из сети 6 кВ в сеть напряжения до 1 кВ и не должна компенсироваться по формуле 23.

$$Q_{эн} = 158,42 - (536,93 - 525,1794) = 147,284 \text{кВАР}.$$

Реактивная мощность, которая может быть передана из сети 6 кВ в сеть до 1 кВ рассчитываем по формуле 24.

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 556,8375^2} = 843,1625 \text{кВАР}.$$

Мощность КУ, устанавливаемые на стороне до 1 кВ, рассчитываем по формуле 25.

$$Q_{КУин} = 525,1794 - 843,1625 = -317,98 \text{кВАР}.$$

Как можно заметить, будет наблюдаться дефицит реактивной мощности, поэтому установка КУ не требуется.

КУ на стороне 6 кВ по формуле (26)

$$Q_{КУен} = 2000 - 147,284 = 1852,716 \text{кВАР}.$$

$$Q_{КУен} \approx 1800 \text{кВАР}.$$

Делаем расчёты на затраты КУ по формуле 27.

$$З_{КУ} = 312800 \cdot 0,223 \cdot \left(\frac{1,05}{0,95}\right)^2 \cdot 0,8 + 4,8 \cdot 1,08 \cdot 0,85 + 0,27 \cdot 512000 \cdot 2 = 344654,3564 \text{руб.}$$

Рассчитаем затраты на установку ТП с ТМГ-1250/6/0,4 по формуле 28.

$$C \cdot \Delta P_T = 650,5 \cdot 2,25 \cdot 2 + 250,7 \cdot 0,7^2 \cdot 10,8 \cdot 2 = 4117,03 \text{руб.}$$

$$З_{ТП} = 0,223 \cdot 898000 \cdot 2 + 4117,03 = 404625,3 \text{руб.}$$

Из вышеприведенных расчётов можно сделать вывод, что экономически выгодно установить трансформатор ТС-630/6/0,4 кВА.

4 Расчет токов короткого замыкания

Ток короткого замыкания — это возрастающий электрический импульс ударного типа. Повышение тока и падение напряжения является одной из причин, из-за которой могут происходить сбои режима работы системы электроснабжения, а также из-за этого могут выйти из строя некоторые электрические приборы [16]. Данные явления могут происходить из-за неправильных действий обслуживающего персонала или повреждённой изоляции. Сделав расчёты предполагаемого короткого замыкания можно выбирать аппараты, которые будут устанавливаться для защиты, что в свою очередь уберёжет нас от ущерба, вызванным неисправностью электрооборудования [22].

4.1 Параметры расчётной схемы

Трансформатор напряжения:

ТС-630/6/0,4; схема соединения обмоток Δ/Y_0

S_n -630 кВА;

$U_{\text{ннн}} = 6$ кВ; $U_{\text{ннн}} = 0,4$ кВ;

$R_T = 5\%$

$$U_{\kappa} = \frac{10,8 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 0,4 \text{ мОм}$$

$$Z_T = \frac{10,8 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 0,4 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 \cdot R_T^2} = \sqrt{12,69^2 \cdot 0,4^2} = 5,076 \text{ мОм}$$

Трансформатор тока ТТ1

ТТИ-2500

$R_{\text{ТТ1}} = 0,001 \text{ мОм}$

$$X_{ТТ1} = 0,001 мОм$$

Автоматический выключатель АВ1

$$DMX3 2500, I_H = 2500 А$$

$$R_{AB1} = 0,14 мОм$$

$$X_{AB1} = 0,08 мОм$$

Шины 0,4 кВ:

$$R_{PШ1} = 0,009 мОм$$

$$X_{PШ1} = 0,005 мОм$$

Кабельная линия

$$ВВГнг2 - LS5 \cdot 240 мм^2; l = 4 м$$

$$R_{y\delta} = 0,9 мОм$$

$$X_{y\delta} = 0,15 мОм$$

$$R_{кл1} = 0,9 \cdot 4 = 3,6 мОм$$

$$X_{кл1} = 0,15 \cdot 4 = 0,6 мОм$$

Автоматический выключатель АВ2

$$DPX 1600, I_H = 1600 А$$

$$R_{AB2} = 0,14 мОм$$

$$X_{AB2} = 0,1 мОм$$

Кабельная линия

$$ВВГнг2 - LS4 \cdot 185 мм^2; l = 10 м$$

$$R_{y\delta} = 0,15 мОм$$

$$X_{y\delta} = 0,34 мОм$$

$$R_{кл2} = 0,15 \cdot 10 = 1,5 мОм$$

$$X_{кл2} = 0,34 \cdot 10 = 3,4 мОм$$

Шины 0,4 кВ:

$$R_{PШ2} = 0,009 мОм$$

$$X_{PШ2} = 0,005 мОм$$

Трансформатор тока ТТ2:

ТТИ 1000

$$R_{ТТ2} = 0,02 мОм$$

$$X_{ТТ2} = 0,03 мОм$$

Автоматический выключатель АВ3

DPX 1600, $I_H = 1250 А$

$$R_{АВ3} = 0,3 мОм$$

$$X_{АВ3} = 0,1 мОм$$

Кабельная линия

$$ВВГнг2 - LS4 \cdot 185 мм^2; l = 6 м$$

$$R_{y0} = 0,15 мОм$$

$$X_{y0} = 0,34 мОм$$

$$R_{кЛ3} = 0,15 \cdot 6 = 0,9 мОм$$

$$X_{кЛ3} = 0,34 \cdot 6 = 2,04 мОм$$

Шина 0,4 кВ;

$$R_{PШ3} = 0,04 мОм$$

$$X_{PШ3} = 0,017 мОм$$

Автоматический выключатель АВ4

DPX 630, $I_H = 630 А$

$$R_{АВ4} = 0,54 мОм$$

$$X_{АВ4} = 0,3 мОм$$

Трансформатор тока ТТ3

ТТИ-А 150

$$R_{ТТ3} = 0,04 мОм$$

$$X_{ТТ3} = 0,05 мОм$$

Кабельная линия

$$ВВГнг2 - LS3 \cdot 150 мм^2; l = 65 м$$

$$R_{y0} = 0,34 мОм$$

$$X_{y0} = 0,52 мОм$$

$$R_{к14} = 0,34 \cdot 65 = 22,1 \text{ мОм}$$

$$X_{к14} = 0,52 \cdot 65 = 33,8 \text{ мОм}$$

Автоматический выключатель АВ5

DPXL 630, $I_H = 630 \text{ А}$

$$R_{AB5} = 0,54 \text{ мОм}$$

$$X_{AB5} = 0,3 \text{ мОм}$$

Расчётные данные сведены в таблицу 8.

Таблица 8 - Расчётные данные электротехнических устройств

№	Наименование электротехнического устройства	$R, \text{ Ом}$	$X, \text{ Ом}$
1	Трансформатор силовой, ТС 630/6/0,4	0,4	5,076
2	Трансформатор тока ТТ1, ТТИ-2500/5	0,001	0,001
3	Автоматический выключатель АВ1, DM X3 2500	0,14	0,08
4	Шины 0,4 кВ	0,009	0,005
5	Кабельная линия ВВГнг-LS 5 · 240 мм ²	3,6	0,6
6	Автоматический выключатель АВ2 DPX 1600	0,25	0,1
7	Кабельная линия ВВГнг-LS 4 · 185 мм ²	1,5	3,4
8	Шины 0,4 кВ	0,009	0,005
9	Трансформатор тока ТТ2 ТТИ 1000/5	0,02	0,03
10	Автоматический выключатель АВ3 DPX 1600	0,3	0,1
11	Кабельная линия ВВГнг-LS 4 · 185 мм ²	0,9	2,04
12	Шина 0,4 кВ	0,04	0,017
13	Автоматический выключатель АВ4 DPX 630	0,54	0,3
14	Трансформатор тока ТТ3 ТТИ-А 150/5	0,04	0,05
15	Кабельная линия ВВГнг-LS · 3 x 150 мм ²	22,1	33,8
16	Автоматический выключатель АВ5 DPXL 630	0,54	0,3

Произведённые расчёты нужны для расчётов токов КЗ.

Расчётная электрическая схема и схема замещения представлены на рисунках 7 и 8.

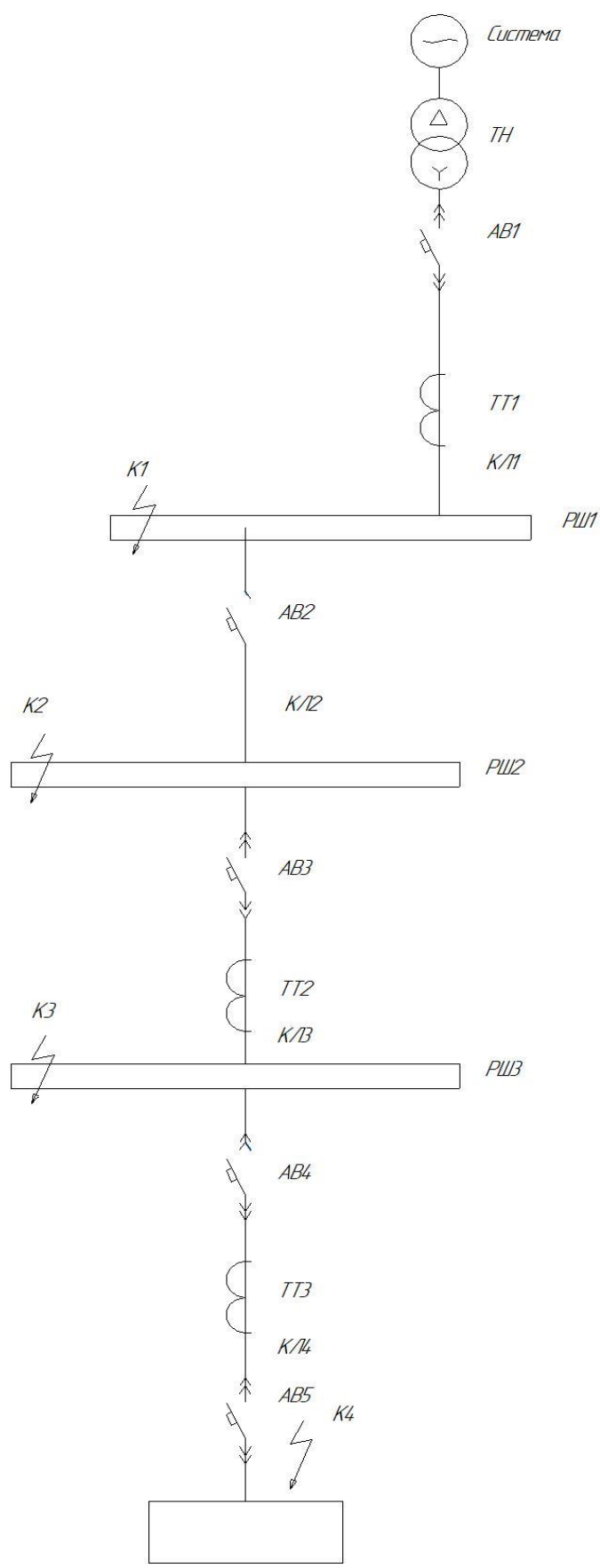


Рисунок 7 - Расчётная электрическая схема

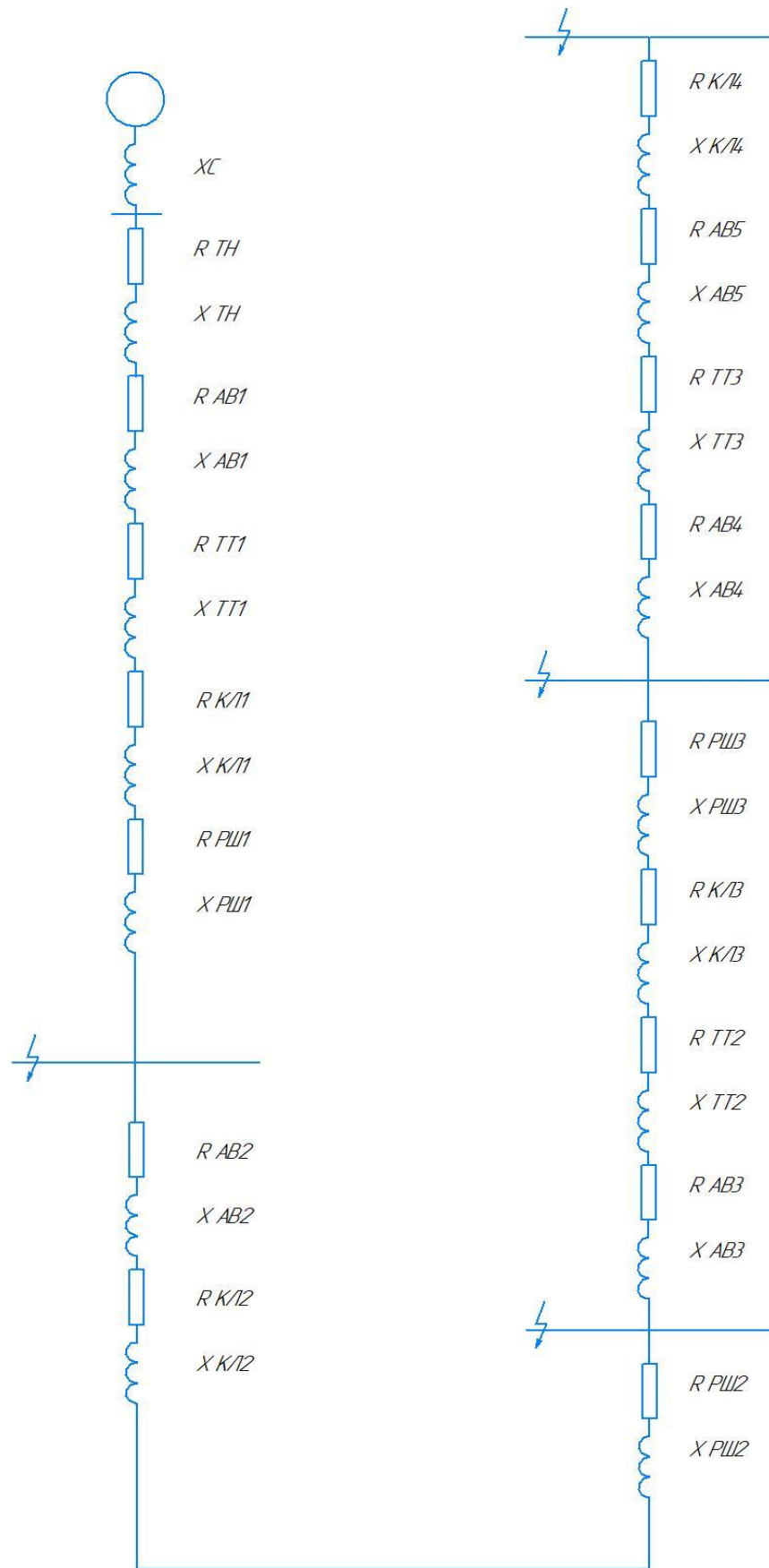


Рисунок 8 - Схема замещения

4.2 Расчёт токов КЗ

Сделаем расчёт токов КЗ по формуле 29:

$$X_c = \frac{U_{\delta}}{S_{кз.сис.}} \cdot 10^3 = \frac{0,4}{630} = 0,25 \text{ мОм.} \quad (29)$$

Рассчитаем ток КЗ для точки К1:

Ток металлического трехфазного КЗ $I_{км}$ в точке К1 определяется по формуле 30:

$$I_{км} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}. \quad (30)$$

Суммарные сопротивление R_{Σ} и X_{Σ} определяются суммой до точки КЗ [25].

$$R_{\Sigma} = 0,4 + 0,001 + 0,14 + 0,009 + 0,6 = 1,15 \text{ мОм,}$$

$$X_{\Sigma} = 5,076 + 0,001 + 0,08 + 0,005 + 2,04 = 7,202 \text{ мОм,}$$

Полную сумму сопротивления до точки КЗ, найдём по формуле 31.

$$Z_{\Sigma R1} = \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2} = \sqrt{1,15^2 + 7,202^2} = 7,2 \text{ мОм} \quad (31)$$

Трехфазное металлическое КЗ, определяем по формуле 32:

$$I_{KM} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 5,5} = 30,47 \text{ мОм}$$

(32)

Определения тока трехфазного дугового к.з. происходит с помощью использования снижающего коэффициента K_c . Для начального момента к.з. K_{c1} и установившегося КЗ K_{c2} :

$$\text{При } Z_{\Sigma R1} = \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2} = \sqrt{1,15^2 + 7,202^2} = 7,2 \text{ мОм}$$

$$K_{c1} = 0,9; K_{c2} = 0,75$$

Ток трехфазного дугового к.з. можно определить по формуле 33:

$$I_{кз}^1 = I_{KM}^1 \cdot K_{c1} \tag{33}$$

$$I_{кз}^1 = 30,47 \cdot 0,9 = 27,423 \text{ кА} \text{ при } t_{кз} \leq 0 \text{ с};$$

$$I_{кз}^1 = 30,47 \cdot 0,75 = 22,85 \text{ кА} \text{ при } t_{кз} \geq 0,05 \text{ с};$$

Ударный ток определяется по формуле 44:

$$I_{уд} = \sqrt{2 \cdot K_v \cdot I_{кз}}; \tag{44}$$

$$\frac{\kappa_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{7,202}{1,15} = 6,26. \text{ Данному значению соответствует. } K_v = 1,6;$$

Ударный ток для точки K_1 определяется по формуле 45

$$I_{уд1} = \sqrt{2 \cdot 1,6 \cdot 30,47} = 68,94 \text{ кА}; \tag{45}$$

Далее определяем ток КЗ для точки K_2

$$R_{\Sigma} = 0,25 + 1,5 + 0,009 = 1,759 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma} = 0,1 + 3,4 + 0,005 = 3,505 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma R1} = \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2} = \sqrt{1,759^2 + 3,505^2} = 3,9 \text{ мОм},$$

Ток трехфазного металлического к.з.:

$$I_{KM} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 3,9} = 59,29 \text{ мОм}$$

Трехфазное дуговое к.з.

Ток трехфазного дугового КЗ.

$$\text{При } Z_{\Sigma R1} = \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2} = \sqrt{1,759^2 + 3,505^2} = 3,9 \text{ мОм}$$

$$K_{C1} = 0,92; K_{C2} = 0,76$$

Ток трехфазного дугового к.з. определяется по формуле 33:

$$I_{KD}^1 = 59,29 \cdot 0,92 = 54,54 \text{ кА при } t_{K3} \leq 0 \text{ с};$$

$$I_{KD}^1 = 59,29 \cdot 0,76 = 45,06 \text{ кА при } t_{K3} \geq 0,05 \text{ с};$$

$$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = 3,505/1,759 = 1,9. \text{ Данному значению соответствует } k_y = 0,8$$

Определяем ударный ток для точки К₂

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot 0,8 \cdot 59,29 = 67,07$$

Находим ток КЗ для точки 3

$$R_{\Sigma} = 0,02 + 0,3 + 1,8 + 0,04 = 2,16 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma} = 0,03 + 0,1 + 4,08 + 0,017 = 4,2 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma R1} = \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2} = \sqrt{2,16^2 + 4,2^2} = 4,7 \text{ мОм}$$

Ток трехфазного металлического к.з.:

$$I_{KM} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 4,7} = 46,91 \text{ мОм}$$

Трехфазное дуговое к.з.

$$\text{При } Z_{\Sigma R1} = \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2} = \sqrt{2,16^2 + 4,2^2} = 4,7 \text{ мОм}$$

$$K_{C1} = 0,15; K_{C2} = 0,09$$

Ток трехфазного дугового к.з. определяется по формуле 33:

$$I_{KD}^1 = 46,91 \cdot 0,15 = 7 \text{ кА при } t_{K3} \leq 0 \text{ с};$$

$$I_{KD}^1 = 46,91 \cdot 0,09 = 4,2 \text{ кА при } t_{K3} \geq 0,05 \text{ с};$$

$$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = 4,2/1,96 = 1,94. \text{ Данному значению соответствует } k_y = 1,1$$

Определяем ударный ток для точки К3:

$$I_{yy1} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 46,91 = 72,97 \text{ кА}$$

Находим ток КЗ для точки 4

$$R_{\Sigma} = 0,54 + 0,04 + 22,1 + 0,54 = 23,22 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma} = 0,3 + 0,05 + 33,8 + 0,3 = 34,45 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma R4} = \sqrt{23,22^2 + 34,45^2} = 41,54 \text{ мОм};$$

Ток трехфазного металлического к.з.:

$$I_{км} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 41,54} = 5,28 \text{ мОм}$$

Трехфазное дуговое к.з.

$$\text{При } Z_{\Sigma R4} = \sqrt{23,22^2 + 34,45^2} = 41,54 \text{ мОм}$$

$$K_{C1} = 0,15; K_{C2} = 0,1$$

Ток трехфазного дугового к.з. определяется по формуле 33:

$$I_{кд}^1 = 5,28 \cdot 0,16 = 0,84 \text{ кА при } t_{кз} \leq 0 \text{ с.};$$

$$I_{кд}^1 = 5,28 \cdot 0,1 = 0,528 \text{ кА при } t_{кз} \geq 0,05 \text{ с.};$$

$$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = 34,45/23,22 = 1,48. \text{ Данному значению соответствует } k_y = 1,2$$

Определяем ударный ток для точки К4:

$$I_{yy1} = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 1,48 = 2,5 \text{ кА}$$

Ток короткого замыкания был произведён в четырёх точках, исходя из полученных данных, будем выбирать электротехнические устройства.

5 Выбор электрических аппаратов

5.1 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока я выбрал ТТИ-2500.

Паспортные данные ТТИ-2500/5:

- номинальное напряжение $U_{ном} = 6$ кВ;
- номинальный ток $I_{1ном} = 2500$ А;
- номинальный вторичный ток $I_2 = 5$ А;
- ток термической стойкости $I_T = 50$ кА;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 4$ с;
- номинальная вторичная нагрузка при $\cos = 0,8$ $S_2 = 100$ ВА;
- ток электродинамической стойкости $i_{дин} = 75$ кА.

Трансформатор (ТТ) выбрал исходя из условий таблицы 9.

Таблица 9 - Критерии выбора и проверки трансформаторов тока [26]

№	Условие выбора и проверки	
1	Номинальное напряжение	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
2	Номинальной длительной (рабочий) ток	$I_{раб.} \leq I_{ном.}$ где $I_{ном}$ - номинальный расчетный (рабочий) первичный ток нагрузки трансформатора тока; $I_{1ном}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогу);
3	Электродинамическая стойкость	$i_{уд} \leq i_{дин.} = K_{эд} \sqrt{2} \cdot I_{1ном.}$, где $K_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости трансформатора тока.
4	Термическая стойкость	$B_k \leq K_{эд}^2 \cdot K_{ном}^2$ где K_T - кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу);
5	Вторичная нагрузка	$Z_{приб} \leq Z_{2ном}$ где $Z_{2ном}$ - номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности; Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $R_2 \leq R_2, R_2 = R_{приб} = R_{пр} + R_k$

Продолжение таблицы 9

		<p>где R_k -переходное сопротивление контактов; $R_k = 0,1 \text{ Ом}$ R_{np} -сопротивление проводов; $R_{приб}$ - сопротивление приборов, подключённых к трансформатору тока: $R_{приб} = \frac{S_{\Sigma}}{I_2^2}$, где S_{Σ} - полная мощность, потребляемая подключёнными приборами (сумма полной мощности всех подключённых приборов); I_2^2 - ток вторичной обмотки трансформатора тока, определяемый нагрузкой подключённых приборов. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие: $R_{приб} + R_{np} + R \leq Z_{2ном}$, откуда $R_{np} \leq Z_{2НОМ} - R_{приб} - R_k$ Зная, можно определить сечение соединительных проводов: $S = \frac{p \cdot l}{R_{np}}$ Где R_{np} -удельное сопротивление материала провода. На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше применяются провода с медными жилами ($p=0,0175$ $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$), в остальных случаях применяются провода с алюминиевыми жилами l_p -расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока. По условию прочности сечение для медных жил должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$, для алюминиевых – $4,0 \text{ мм}^2$, но не более 6 мм^2.</p>
--	--	---

1. Номинальное напряжение:

$$U_{ном} = 6 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$$

2. Номинальный рабочий ток:

$$I_{раб.} = 60,62 \text{ А} \leq I_{ном.} = 2500 \text{ А}$$

где $I_{раб.} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6} = 60,62 \text{ А}$

3. Электродинамическая стойкость [4] – $i_{уд} \leq i_{дин} = K_{эд} \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$,

$$i_{уд} = 68,94 \text{ кА} \leq i_{дин} = 100 \text{ кА}.$$

4. Термическая стойкость:

$$t_{откл} = 0,06; B_k = 0,3 \cdot 10^6 \cdot A^2 \cdot c$$

$$t_{откл} \geq t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$$

$$\text{Если } t_{откл} \leq t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$$

$$t_{откл} = 0.06c \leq t_T = 3c$$

$$I_T^2 t_{откл} = (50 \cdot 10^3)^2 \cdot 0.06 = 30 \cdot 10^6 A^2 \cdot c$$

$$B_k = 0.91 \cdot 10^6 A^2 \cdot c \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 30 \cdot 10^6 A^2 \cdot c$$

5. Вторичная нагрузка:

$$Z_{2НОМ} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}$$

Заполним таблицу 10 с измерительными приборами, подключёнными к вторичной обмотке трансформатора тока.

Таблица 10 – Измерительные приборы, подключенные к ТТ [27]

Тип прибора	Название прибора	п, кол.	$S_{\text{приб}}$, ВА	S_{Σ} , ВА
Амперметр	ЦМ120	1	15	15
Ваттметр				
Счетчики активной энергии и реактивной энергии	ЦМК120СП	1	10	10
Суммарное значение полной мощности всех приборов				25

$$R_{\text{приб}} = \frac{25}{25} = 1 \text{ Ом}$$

Так как во вторичной цепи будет больше одного устройства, то сопротивление контактов примем равной $R_k = 0,1 \text{ Ом}$

$$R_{np} \leq Z_{2НОМ} - R_{\text{приб}} - R_k = 2 - 1 - 0.1 = 0.9 \text{ Ом}$$

Расчетная длина проводов вторичной обмотки зависит от схемы соединения. Как правило, используется полная звезда, а значит $l_p = l$.

Для 0,4 кВ, длина вторичных цепей находится в диапазоне 4...6 м.

Удельное сопротивление равно $p = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$, так как жила будет из меди [30].

$$S = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,9} = 0,12 \text{ мм}$$

Минимальное сечение для медных проводов равно 2,5 мм², поэтому выбираем именно такое.

По таблице 9 выбираем трансформатор тока серии ТТИ-1000/5 от ГРЩ до распределительной шины и от шинпровода до ЩС (щит силовой), ЩД (щит диспаризации) ЩК (щит компьютерный) ТТИ-200/5.

5.2 Выбор кабелей и автоматических выключателей

В данной работе предлагается установить автоматический выключатели от производителя «Legrand».

Выключатель выбирается по следующим параметрам таблицы 11 [10]:

Расчёты будут производиться по выключателю DMX3-2500

Таблица 11 - Условия проверки и выбора автоматических выключателей [29]

№	Условие выбора и проверки	
1	Номинальное напряжение	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
2	Номинальный рабочий ток	$I_{раб.} \leq I_{ном.}$
3	Отключающая способность:	
3.1	Отключение аperiodической составляющей тока короткого замыкания	$i_a \leq i_{a.ном.}$ <p>где i_a - номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключенном токе для времени $t = t_{рз} + t_c \cdot t_{рз} = 0,01с$. $t_{рз}$ - время действия релейной защиты; t_c - собственное время отключения выключателя;</p> <p>$B_{нор}$ - нормативное значение содержания аperiodической составляющей.</p>
4	Включающая способность	$i_{уд} \leq i_{вкл.норм}$
5	Электродинамическая стойкость	$i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с}$

1. номинальному напряжению – $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;

$$U_{\text{ном}} = 250 \text{ В} \leq U_{\text{сет.ном}} = 0,4 \text{ кВ}$$

2. номинальному длительному (рабочему) току – $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$;

$$I_{\text{раб.}} = 60,62 \text{ А} \leq I_{\text{ном.}} = 2500 \text{ А},$$

где $I_{\text{раб.}} = \frac{630}{\sqrt{3 \cdot 6}} = 60,62 \text{ А}$

3. отключающей способности [28]:

3.1 на отключение апериодической составляющей тока к. з. –

$$i_a \leq i_{a.\text{ном}} = (2 \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) I_{\text{ном}},$$

где i_a – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени $t = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} =$

$$0,01 + 0,032 = 0,033 \text{ с},$$

$$I_a = \sqrt{2 \cdot 14,3 \cdot e_{0,12}^{0,33}} = 1,59$$

$$I_{a.\text{ном.}} = (\sqrt{2} \cdot \frac{B_{\text{нор.}}}{100}) \cdot I_{\text{откл.ном.}} = (\sqrt{2} \cdot \frac{45}{100}) \cdot 50 = 47,4 \text{ кА}$$

$$i_a = 1,59 \text{ кА} \leq i_{a.\text{ном}} = 47,4 \text{ кА}.$$

4. по включающей способности, $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.норм}}$,

$$i_{\text{уд}} = 68,94 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл.норм}} = 100 \text{ кА};$$

5. электродинамическая стойкость:

$$i_{\text{уд}} = 68,94 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА};$$

Запишем полученные данные в таблицу 12.

Таблица 12 - Расчётные и каталожные данные выключателя

Выключатель DMX3 2500	
расчётные данные	каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 250 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 0,4 \text{ кВ}$
$i_{\text{раб.}} = 60,62 \text{ кА}$	$i_{\text{ном.}} = 2500 \text{ А}$
$i_a = 1,59 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном.}} = 47,4 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 68,94 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.норм.}} = 100 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 68,94 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} = 100 \text{ кА}$

Сопоставив расчётные и каталожные данные выключателя, было выявлено, что данный выключатель удовлетворяет всем условиям проверки и будут применён к установке на трансформаторную подстанцию № 5 [31].

По данным расчётам предлагается установить также выключатели серии DMX-1600 от распределительной шины до ГРЩ, DMX-1250 от ГРЩ до распределительной шины и от шинпровода до ЩС (щит силовой), ЩД (щит диспаризации) ЩК (щит компьютерный) DMX-630.

Выбор условия кабельных линий представлен в таблице 13.

Силовой кабель позволяет передавать электроэнергию от трансформаторных подстанций к промышленным, общественным и коммунально-бытовым объектам. Основные элементы кабеля - это жилы, изоляция жил (предотвращающая межфазное короткое замыкание) и внешняя изоляция (предотвращающая механическое воздействие на кабель). Иногда к «основным» элементам кабеля добавляют броню и внутреннюю экранированную оболочку. Данные элементы служат для придания кабелю круглой формы и дополнительной защиты. Изоляция бывает пластиковая, бумажная, полиэтиленовая, резиновая [32].

Для схемы я выбрал кабель ВВГнг-LS 4·185 мм. Данный тип кабеля выполнен из 4 медных жил сечением 185 мм², в изоляционной оболочке из поливинилхлоридного пластиката с пониженной пожарной опасностью, и пониженным дымовыделением. Данный тип кабеля будет применяться от трансформатора напряжения до распределительной шины. На рисунке 10 представлен данный тип кабеля.

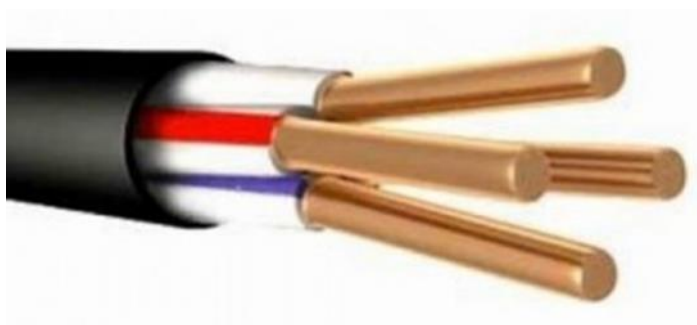


Рисунок 10 - Кабель типа ВВГнг-LS 4·185

Для трехфазных электроприемников рассчитаем номинальный ток МФК, используя формулу 46:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,7}; \quad (46)$$

где $U_{ном.}$ - номинальное напряжение потребителей,

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

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности.

$$I_n = \frac{850,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,7} = 1849,7 A$$

Таблица 13 - Условия выбора и проверки кабельных линий

№	Условия выбора и проверки	
1	Номинальное напряжение	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
2	Конструкция	
3	Экономическая плотность тока	$S_{эк} = \frac{I_{ном}}{j_{эк}}$
4	Допустимый ток	$I_{продолрасч} \leq I_{дл.доп}$ где $I_{дл.доп}$ - длительно допустимый ток с учётом поправки на число рядом проложенных в землю кабелей $k1$ и на температуру окружающей среды $k2$: $I_{дл.доп} = k1 \cdot k2 \cdot I_{ном}$ где $k1, k2$ - коэффициенты, находятся по справочникам или ПУЭ;

1) $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$,

$0,4 \text{ кВ} \leq 800 \text{ В}$

2) Силовой кабель - 4 на 185 мм², с медной жилой, изоляцией и оболочкой из ПВХ пониженной пожарной опасности.

$$3) S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк}}};$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{1849,7}{2} = 924,8$$

$$4) I_{\text{продолрасч}} \leq I_{\text{дл.дон}};$$

$$1849,7 \leq 1849,7 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 1789,58 \text{ А}$$

Далее будут выбираться кабели и автоматические выключатели от ЩД, ЩС, ЩК, до потребителей.

Выбирать кабели и автоматические выключатели потребителей будем по номинальному току, который можно найти по формуле:

Полученные данные запишем в таблицу 14.

Таблица 14 – Выбор кабелей и автоматических выключателей

Обозначение на плане	P _н , кВт	Cos φ	I _н , А	Кабель, мм ²	АВ
ЩД1	8,5	0,8	16,34	ВВГнг 4 x 2	DPX-125
ЩД2	32	0,8	61,53	ВВГнг 4 x 16	DPX-125
ЩД3	28	0,75	57,14	ВВГнг 4 x 16	DPX-125
ЩС1	142	0,9	240	ВВГнг 4 x 120	DPX-250
ЩС2	151,65	0,76	290	ВВГнг 3 x 150	DPXL-630
ЩС3	82,15	0,6	178,58	ВВГнг 4 x 70	DPX-250
ЩС4	17,8	0,55	49,4	ВВГнг4 x 10	DPX-160
ЩС5	22,27	0,6	37,11	ВВГнг4 x 6	DPX-125
ЩС6	18,4	0,55	51,1	ВВГнг4 x 16	DPX-125
ЩС7	24,25	0,6	62,17	ВВГнг4 x 16	DPX-125
ЩС8	57,77	0,8	110,96	ВВГнг4 x 35	DPX-160
ЩС9	38,9	0,76	77,8	ВВГнг4 x 25	DPX-160
ЩС10	115,9	0,9	195	ВВГнг4 x 95	DPX-250
ЩС11	48,22	0,76	96,44	ВВГнг4 x 35	DPX-160
ЩС12	0,51	0,5	1,02	ВВГнг4 x 1	DPX-125
ЩС13	3,52	0,5	7,04	ВВГнг4 x 1	DPX-125
ЩС14	8,7	0,5	17,4	ВВГнг4 x 2	DPX-125
ЩС15	15	0,5	30	ВВГнг4 x 5	DPX-125
ЩК1	4,6	0,5	9,2	ВВГнг4 x 1	DPX-125
ЩК2	8,7	0,5	17,4	ВВГнг4 x 2	DPX-125

5.3 Выбор шинопровода

Электротехническая шина - это проводник с минимальным сопротивлением также к шинам могут подсоединяться отдельные электрические цепи (в низковольтных установках и сетях) или высоковольтные устройства (электрические подстанции, высоковольтные РУ и т.д.). Основным элементом жил является медь и алюминий.

Выбор кабелей производится по номинальному расчетному току, формула 46.

Для схемы я выбрал шину ШЗК-1-2000-81. Данный тип шин является закрытым с круглой оболочкой с номинальным током в 2000 А. Внешний вид и разрез представлены на рисунках 11 и 12. Данные сравнения токов занесены в таблицу 15.



Рисунок 11 - Внешний вид секций ШЗК-1-2000-81

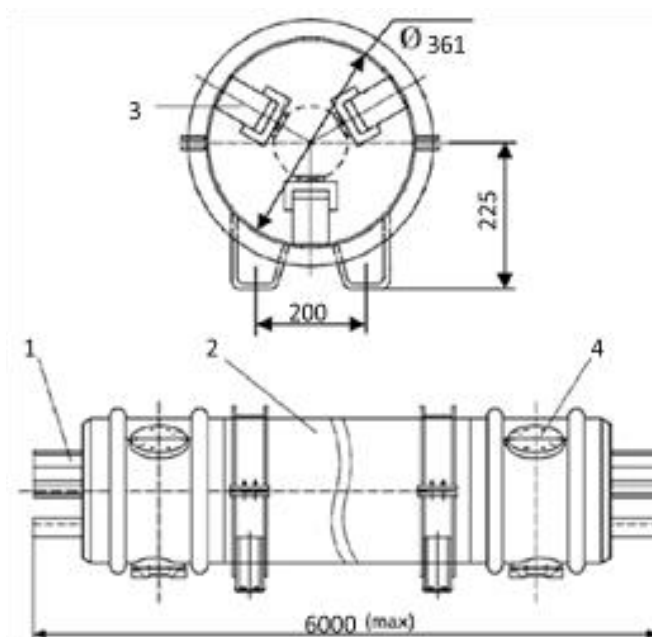


Рисунок 12 - Разрез шины ШЗК-1-2000-81:

1- токоведущая часть; 2 - кожух; 3 - изолятор; 4 - крышка изолятора

Таблица 15 - Сравнение токов номинального рабочего тока с номинальным током шины

Обозначение	I_P	I_H	$I_P \leq I_H$
ШЗК-1-2000-81	1849,7 А	2000 А	$1849,7 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$

Данный тип шины подходит по номинальному току и будет установлен в систему.

6 Молниезащита

Молниезащита – это ряд технических решений, направленных на защиту здания от прямых ударов токов (ПУМ). На данный момент на МФК предусмотрена система молниезащита только на дымоходных трубах котельных и энергоцентре, что не обеспечивает должной защиты цеха. Предлагается установить одиночный стержневой молниеотвод. Высота молниеотвода (h) равняется 15м. Высота комплекса 4 м. По таблице 16 находим параметры.

Таблица 16 – Параметры молниезащиты

Надёжность защиты, P_3	Высота молниеотвода h , м	Высота конуса h_0 , м	Радиус конуса r_0 , м
0,9	от 0 до 100	$0,85 \cdot h$	$1,2 \cdot h$

Высота конуса

$$h_0 = 0,85 \cdot h;$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 15 = 12,75 \text{ м};$$

Радиус конуса $r_0 = 1,2 \cdot h$;

$$r_0 = 1,2 \cdot 4 = 4,8 \text{ м};$$

Радиус сечения находится по формуле 47:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (47)$$

$$r_x = \frac{4,8 \cdot (12,75 - 4)}{12,75} = 3,2 \text{ м}$$

По данным которые были получены в ходе расчётов, была построена зона защиты молниеотвода, изображённая на рисунке 13.

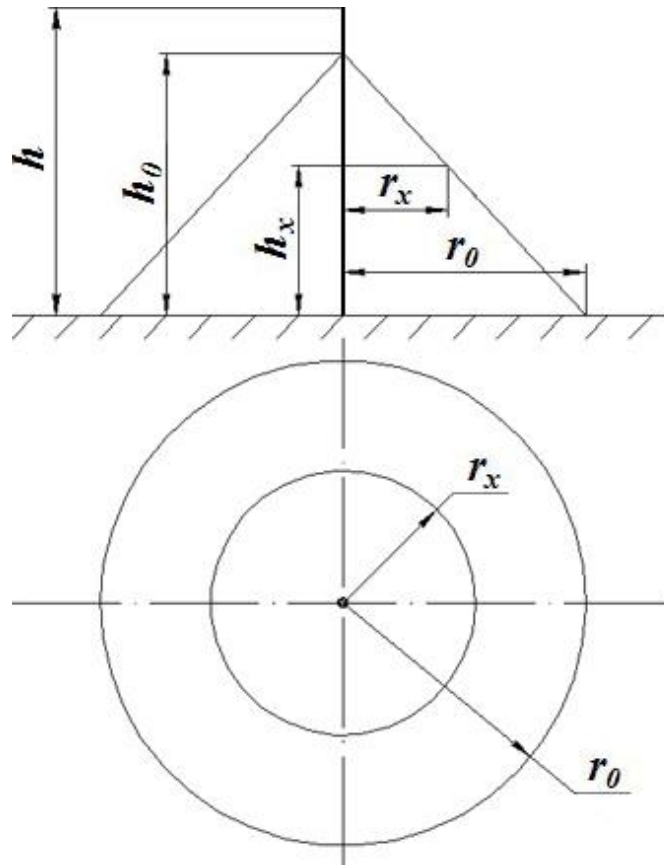


Рисунок 13 – Зона защиты молниеотвода

Полученные в ходе расчетов данные по молниеотводу (высота конуса 12,75 м, радиус сечения 3,2 м) убеждают нас в надежной защите объекта.

Заключение

При выполнении данной бакалаврской работы «Реконструкция систем электроснабжения производственного цеха ООО «Тандер», был выполнен расчёт электрической нагрузки цеха МФК, был выбран силовой трансформатор с учётом компенсации реактивной мощности, произведены расчёты токов короткого замыкания, а также были выбраны электрические аппараты, такие как трансформатор тока, автоматические выключатели, кабели и шины.

В малой фабрике кухни находятся 348 потребителя с суммарным расчётным током 1849,7 А.

В ходе данной работы был выбран силовой трансформатор серии ТС-630 кВА, который обладает следующими преимуществами:

- бесшумная работа,
- длительный срок службы,
- компактные размеры,
- отсутствие необходимости в обслуживании.

Выбор трансформатора тока пал на серии ТТИ, по данным ТТ, была произведена проверка, которая показала, что трансформаторы тока серии ТТИ, полностью удовлетворяют условиям проверки.

Автоматические выключатели были выбраны серии DPX от производителя «Legrand».

Силовые кабели на главных участках были выбраны ВВГнг-LS 4·185 мм², шины ШЗК-1-2000-81.

По расчётам высота молниезащиты ровняется 14,92м.

Список используемой литературы

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
2. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения. Электронное учебно-методическое пособие / Вахнина В.В., Черненко А.Н. - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2016. – 78 с.
3. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие / В.В. Вахнина. - Изд. 2-е, стер. – Тольятти: ТГУ, 2011. - 69 с
4. ГОСТ Р 52736-2007. – Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания.
5. ГОСТ Р 54827-2011. Трансформаторы сухие. Общие технические условия.
6. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
7. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110- 1150 кВ: в 6-ти т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М.: Энергия, 2006.
8. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М.: ФОРУМ-ИНФРА, 2006. – 480 с.
9. Правила устройств электроустановок. – СПб., Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение, 2014.
10. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2010 г. – М.: КРОНУС, 2010. – 488 с.
11. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова [и др.]. – М.: Академия, 2006. –

416 с

12. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В.Чиркова. – М.: изд. центр «Академия», 2004.

13. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2010. – 448 с.

14. Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92.

15. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и 61 городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.

16. Системы электроснабжения : учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Ростов н/Д : Феникс, 2011. – 382 с.

17. Справочная книга электрика / под ред. В.И. Григорьева, - М.: Колос, 2004. – 746с.

18. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.

19. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358–90 от 1 августа 1993 г.

20. Шевченко Н.Ю. Электроснабжение: учебное пособие / Н.Ю. Шевченко, К.Н. Бахтинов. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2015. – 92 с.

21. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: Учебное пособие / В.П. Шеховцов. – М.: ФОРУМ, 2011. – 136 с.

22. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014

23.Global Specialist in Energy Management and Automation – Schneider

Electric Global [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.schneiderelectric.com>.

24. Ganizares C. A. Electric energy systems: analysis and operation / C.A. Ganizares // CRC Press. – 2013. – 647 p.

25. IEEE Standard for Low-Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures in IEEE Std C37.13-2015 (Revision of IEEE Std C37.13-2008), pp.1-46.

26. Kimblin, C.W. Low-voltage power circuit breakers and molded case circuit breakers-a comparison of test requirements / C. W. Kimblin // Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference. - 1999 IEEE., Sparks, NV, 1999, pp. 7-17.

27. Li W.C. Risk assessment of power systems: models, methods and applications / W.C. Li. // Second edition. – 2014. – 250 p.

28. Roybal, D.D. Circuit breaker interrupting capacity and short-time current ratings / D. D. Roybal // Pulp and Paper Industry Technical Conference, 2004. Conference Record of the 2004 Annual, 2004, pp. 130-134.

29. Siemens Global Website [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.siemens.com>.

30. Sugita, M. Relationship Between the Voltage Distribution Ratio and the Post Arc Current in Double-Break Vacuum Circuit Breakers / M. Sugita // in IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 37, no. 8, pp. 1438-1445.

31. Sayenko Y.D. Compensation of reactive power in electrical supply systems of large industrial enterprises / Y.D. Sayenko // Power Systems, IEEE Transactions on. – 2014. – Pp. 350 – 357.

32. Yokogawa Electric hardware reference year 2015-16.