

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о. зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения собственных нужд котлоагрегата 1 и Химического цеха Благовещенской ТЭЦ

Исполнитель студент группы 342 зсб-1	_____	Е.А. Демидова
	<small>подпись, дата</small>	
Руководитель профессор, доктор техн. наук	_____	Н.В. Савина
	<small>подпись, дата</small>	
Нормоконтроль доцент, канд. техн. наук	_____	А.Н. Козлов
	<small>подпись, дата</small>	

Благовещенск 2017

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ  
И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента

Демидовой Екатерины Александровны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электропитания собственных нужд котлоагрегата 1 и Химического цеха Благовещенской ТЭЦ (утверждено приказом от 23.11.2016 г. №2584-уч)
2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 30.01.2017 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема электропитания ЭП собственных нужд первого котлоагрегата и Химического цеха БТЭЦ, перечень и нагрузки ЭП 6 кВ и 0,4 кВ, план расстановки оборудования 6 кВ котельного цеха и 0,4 кВ Химического цеха.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика собственных нужд первой очереди БТЭЦ, характеристика ЭП собственных нужд, расчет электрических нагрузок и реконструкция схемы электропитания СН котлоагрегата №1 и Химического цеха БТЭЦ, расчет токов КЗ, выбор и проверка оборудования, заземление, выбор и проверка ОПН и компоновка РУ СН котлоагрегата №1, выбор и проверка кабельных линий 6 кВ, выбор и проверка силовых трансформаторов, оборудования ТП, разработка схемы электропитания Химического цеха БТЭЦ, оценка надежности принятой схемы
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 23 таблицы, 9 рисунков, 91 формула, 7 листов графической части, Microsoft Visio.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_
7. Дата выдачи задания: 4 октября 2016 года

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Савина Наталья Викторовна, профессор, доктор технических наук

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_ 4 октября 2016 года

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 129 с., 9 рисунков, 23 таблицы, 91 формула, 24 источника, 6 приложений.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, РЕАКТОР, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, СБОРНЫЕ ШИНЫ, ИЗОЛЯТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА.

Паровой котел является основным оборудованием БТЭЦ. Первый котлоагрегат на станции был введен в эксплуатацию 1982 году (на сегодняшний день энергетический котел в эксплуатации 35 лет). С введением в эксплуатацию второй очереди БТЭЦ объемы технической воды увеличились, за счет чего нагрузка на химический цех возросла. Для стабильной и непрерывной работы котлоагрегата №1 и химического цеха необходимо бесперебойное электроснабжение ЭП, что возможно обеспечить с помощью реконструкции системы электроснабжения.

Цель проекта – реконструкция системы электроснабжения собственных нужд котлоагрегата №1 и химического цеха БТЭЦ.

При реконструкции принято решение оставить существующие схемы РУ СН котлоагрегата №1 и Химического цеха. Реконструкцию проводим путем замены старого электрического оборудования на современное и более надежное. В связи с моральным и физическим износом меняем следующее электротехническое оборудование: сдвоенный реактор для питания секций 6 кВ, токопровод 6 кВ, высоковольтные выключатели 6 кВ для рабочего и резервного питания секции и для присоединений 6кВ, замена ячеек КРУ, автоматических выключателей 0,4 кВ, а также кабельных линий для питания электрических двигателей.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

СН	–	собственные нужды
АВР	–	автоматический ввод резерва
РУ	–	распределительное устройство
КРУ	–	комплектное распределительное устройство
К.З.	–	короткое замыкание
КЛ	–	кабельная линия
ОПН	–	ограничитель перенапряжения
ТСН	–	трансформатор собственных нужд
РЗ и А	–	релейная защита и автоматика
ТТ	–	трансформатор тока
ТН	–	трансформатор напряжения

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика собственных нужд первой очереди БТЭЦ	10
1.1 Краткое описание БТЭЦ и ее роли в электроснабжении Благо- вещенска и Благовещенского энергорайона	10
1.2 Краткое описание технологического процесса БТЭЦ	11
1.3 Характеристика собственных нужд БТЭЦ	15
1.4 Описание технологического процесса химического цеха БТЭЦ	18
2 Расчет электрических нагрузок собственных нужд котлоагрегата №1 и химического цеха БТЭЦ	23
2.1 Расчет электрических нагрузок	23
2.2 Расчет освещения химического цеха	29
3 Реконструкция схемы электроснабжения собственных нужд котло- агрегата №1 БТЭЦ	39
3.1 Технический анализ схемы электроснабжения собственных нужд котлоагрегата №1	39
3.2 Описание однолинейной схемы РУ СН котлоагрегата №1	40
4 Расчет токов короткого замыкания	43
5 Выбор и проверка оборудования РУ СН котлоагрегата №1	49
5.1 Выбор и проверка выключателей	49
5.2 Выбор и проверка ячеек КРУ	51
5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	54
5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	58
5.5 Выбор и проверка сборных шин	59
5.6 Выбор и проверка изоляторов	61
5.7 Выбор и проверка токопровода от реактора к шинам секции 1Р 6 кВ	63
5.8 Выбор реактора собственных нужд	64

6	Заземление РУ СН котлоагрегата №1	68
7	Выбор и проверка ОПН секции 6 кВ механизмов котлоагрегата №1	71
8	Компоновка РУ СН котлоагрегата №1 и его конструктивное исполнение	74
9	Выбор и проверка кабельных линий напряжением 6 кВ	76
	9.1 Выбор марки и сечения КЛ	76
	9.2 Проверка на действие токов КЗ	78
	9.3 Конструктивное исполнение и прокладка	79
10	Выбор и проверка силовых трансформаторов, оборудования ТП, их конструктивное исполнение	81
11	Разработка схемы электроснабжения химического цеха БТЭЦ	83
	11.1 Разработка и описание принятой схемы	83
	11.2 Выбор сечений кабельных линий	84
	11.3 Выбор РУ СН 0,4 кВ и его конструктивное исполнение	85
	11.4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ	86
	11.5 Проверка выбранных кабелей по термической стойкости	87
	11.6 Выбор и проверка коммутационно-защитной аппаратуры	88
	11.7 АВР на стороне 0,4 кВ	90
12	Релейная защита и автоматика, сигнализация в системе электроснабжения собственных нужд котлоагрегата №1 и химического цеха БТЭЦ	92
	12.1 Выбор системы оперативного тока	92
	12.2 Расстановка средств релейной защиты	92
	12.3 Релейная защита ввода	93
	12.4 Автоматика	96
13	Организация измерения и учета электроэнергии	98
14	Телемеханизация и автоматизация собственных нужд котлоагрегата №1 и химического цеха	99
15	Оценка надежности принятой схемы электроснабжения	104

16 Инвестиционная привлекательность	111
17 Безопасность и экологичность	114
Заключение	121
Библиографический список	122
ПРИЛОЖЕНИЕ А	124
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	125
ПРИЛОЖЕНИЕ В	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	127
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	128
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	129

## ВВЕДЕНИЕ

Благовещенская ТЭЦ – это базовое предприятие энергетики Амурской области. Введена в эксплуатацию в 1976 г. Установленная мощность по электроэнергии составляет 400 МВт, а по тепловой 1005 Гкал/ч. ТЭЦ на 85 процентов обеспечивает потребности предприятий промышленности и жилищно-коммунального хозяйства столицы Приамурья в тепле и вырабатывает седьмую часть всей электроэнергии, потребляемой в области.

Паровой котел является основным оборудованием Благовещенской теплоэлектроцентрали. В состав парового котла входит множество насосов, вентиляторов, мельниц, которые приводят в действие электрические двигатели. Первый котлоагрегат на станции был введен в эксплуатацию 1982 году (на сегодняшний день энергетический котел в эксплуатации 35 лет). Соответственно и электрическая часть тоже отработала 35 лет.

Оборудование котлоагрегата № 1 проходило капитальные ремонты, в соответствии с графиком ремонтов. В течение последних 5-7 лет стали учащаться случаи выхода оборудования из строя, что приводило к отключению основного оборудования станции, вследствие чего к недовыпуску тепловой и электрической энергии. В актах послеаварийных проверок электрического оборудования заключением неисправностей в работе оборудования является моральное и физическое старение изоляции электрических установок, механический износ подвижных частей высоковольтных выключателей, старение проводниковых материалов и др.

Ремонтпригодность электрического оборудования с каждым годом становится все более сложным и более трудоемким процессом, так как перестают выпускать запасные части и комплектующие для оборудования, которое было изготовлено в СССР.

С введением в эксплуатацию второй очереди БТЭЦ объемы технической воды увеличились, за счет чего нагрузка на химический цех возросла. Для стабильной и непрерывной работы химического цеха необходимо беспре-



ребойное электроснабжение электроприемников, которое возможно обеспечить путем замены старого электрического оборудования на современное и более надежное.

Цель проекта – реконструкция системы электроснабжения собственных нужд котлоагрегата №1 и химического цеха БТЭЦ.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- расчет электрических нагрузок собственных нужд котлоагрегата №1 и химического цеха;
- произвести выбор источника питания собственных нужд;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор электрических кабелей и электротехнического оборудования.

Выпускная квалификационная работа содержит 7 листов графической части, которые созданы при помощи программного продукта Microsoft Visio.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПЕРВОЙ ОЧЕРЕДИ БТЭЦ

## 1.1 Краткое описание БТЭЦ и ее роли в электроснабжении Благовещенска и Благовещенского энергорайона

Благовещенская ТЭЦ — единственная тепловая электростанция в городе Благовещенск. Входит в состав ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», филиал «Амурская генерация».

БТЭЦ на 90 % обеспечивает потребности предприятий промышленности и жилищно-коммунального хозяйства столицы Приамурья в тепле и вырабатывает седьмую часть всей электроэнергии, потребляемой в области.

Годовая выработка электроэнергии на БТЭЦ составляет 1542 млн. кВт\*ч, годовая выработка тепла 2122 ты. Гкал.

Станция оснащена четырьмя турбоагрегатами ст. № 1 типа ПТ-60-130/13 (введен в строй в 1982 г.) и ст. № 2, 3 типа Т-110/120-130 (введены в 1983 и 1985 гг., соответственно), ст. № 4 Т-120/120-130 и пяти энергетическим котлами типа БКЗ-420-140-7 (введены в 1982, 1983, 1985 и 1994, 2015 гг.), а также двумя водогрейными котлами типа КВГМ-100 (введены в строй в 1976 г.).

Топливом для станции являются бурые угли Райчихинского, Ерковецкого (Амурская область) и Харанорского (Читинская область) месторождений.

Управление турбинами и котельным оборудованием осуществляется с трех тепловых щитов, линейными и шинными выключателями ОРУ-110 кВ с главного щита управления.

Предусмотрены комплексная автоматизация и автоматическое управление технологическими процессами (АСУ ТП).

Комбинированное производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ, также называемое когенерацией, является процессом одновременного производства

электрической и тепловой энергии. Это означает, что тепло, вырабатываемое для производства электроэнергии, регенерируется и используется. Плюс ко всему, когенерация позволяет уменьшить холостые тепловые выбросы, что положительно сказывается на экологии местности, в которой расположена ТЭЦ (по сравнению с тем, если бы тут была КЭС аналогичной мощности).

На ТЭЦ есть возможность перекрывать тепловые отборы пара, в этом случае ТЭЦ становится обычной КЭС. Это даёт возможность работать ТЭЦ по двум графикам нагрузки:

- тепловому — электрическая нагрузка сильно зависит от тепловой нагрузки (тепловая нагрузка — приоритет);
- электрическому — электрическая нагрузка не зависит от тепловой, либо тепловая нагрузка вовсе отсутствует, например, в летний период (приоритет — электрическая нагрузка).

Совмещение функций генерации тепла и электроэнергии выгодно, так как оставшееся тепло, которое не участвует в работе как на конденсаторной электростанции, и используется в отоплении. Это повышает расчётный КПД в целом (35 - 43% у ТЭЦ).

Благовещенская ТЭЦ играет важную роль в снабжении электрической и тепловой энергией города Благовещенск. С шин 110 кВ станции уходят в город шесть воздушных линий электропередач на три городских подстанции (Западная, Центральная и Благовещенская). БТЭЦ является главным и основным источником централизованного отопления города. Кроме того, станция является одним из крупнейших предприятий города – штат сотрудников превышает 700 человек, с введением в эксплуатацию второй очереди будут открыты дополнительные вакансии, что добавит рабочие места.

## **1.2 Краткое описание технологического процесса БТЭЦ**

Тепловая электроцентраль (ТЭЦ) – электростанция, вырабатывающая электрическую энергию в результате преобразования тепловой энергии, выделяющейся при сжигании органического топлива.

Доставка твердого топлива осуществляется по железной дороге в специальных полувагонах (четырёхосные грузоподъемностью 63 т, шестиосные — 93 т и восьмиосные — 125 т). Полувагоны с углем взвешивают на железнодорожных весах. В зимнее время полувагоны с углем пропускают через размораживающий тепляк, в котором осуществляется, прогрев стенок полувагона подогретым воздухом. Далее полувагон заталкивается в разгрузочное устройство — вагонопрокидыватель, в котором он поворачивается вокруг продольной оси на угол около 180°; уголь сбрасывается на решетки, перекрывающие приемные бункера. Уголь из бункеров подается питателями на транспортер (ленточный конвейер), по которому поступает в узел пересыпки; отсюда уголь подается транспортерами либо на угольное поле (склад), либо через дробильное отделение в бункера сырого угля котла, в которые может также доставляться с угольного поля.

Весь этот топливный тракт вместе с угольным складом относится к системе топливоподачи, которую обслуживает персонал топливно-транспортного цеха БТЭЦ. Размол дробленого угля осуществляется в мельнице с непосредственным вдуванием пылевоздушной смеси через горелки в топку. Предварительно подогретый в воздухоподогревателе воздух, нагнетаемый дутьевым вентилятором, подается частично в мельницу (первичный воздух) и частично — непосредственно к горелкам (вторичный воздух). Дутьевой вентилятор засасывает воздух через воздухозаборный короб либо из верхней части котельного отделения (летом), либо извне главного корпуса (зимой). Широко распространен калориферный подогрев воздуха паром или горячей водой перед подачей его в воздухоподогреватель.

Пылеугольные котлы обязательно имеют также растопочное топливо, обычно мазут. Мазут доставляется в железнодорожных цистернах, в которых он перед сливом разогревается паром. Разогретый мазут сливается по обогреваемому межрельсовому лотку в приемный резервуар, из которого перекачиваемыми насосами подается в основной резервуар. Насосом первого подъ-

ема мазут прокачивается через подогреватели, обогреваемые паром, после которых насосом второго подъема подается к мазутным форсункам.

В котлах, сжигающих твердое топливо с жидким шлакоудалением, зола частично вытекает в виде жидкого шлака через сетку пола топки, а частично уносится дымовыми газами из котла, улавливается затем в электрофильтре и собирается в бункерах летучей золы. Посредством смывных устройств, шлак и летучая зола подаются в самотечные каналы гидрозолоудаления, из которых гидрозолошлаковая смесь, пройдя предварительно металлоуловитель и шлакодробилку, поступает в багерный насос, транспортирующий ее по золопроводам на золоотвал.

Дымовые газы после золоуловителя дымососом подаются в дымовую трубу. Подогретый пар из выходного коллектора пароперегревателя по паропроводу свежего пара поступает в цилиндр высокого давления (ЦВД) паровой турбины. После ЦВД пар по «холодному» паропроводу промежуточного перегрева возвращается в котел и поступает в промежуточный пароперегреватель, в котором перегревается вновь до температуры свежего пара или близкой к ней. По «горячей» линии промежуточного перегрева пар поступает к цилиндру среднего давления (ЦСД), затем — в цилиндр низкого давления (ЦНД) и из него — в конденсатор турбины. Из конденсаторосборника конденсатора конденсатные насосы I ступени подают конденсат на фильтры установки очистки конденсата, после которой конденсатным насосом второй ступени конденсат прокачивается через группу подогревателей низкого давления (ПНД) в деаэратор. В деаэраторе вода доводится до кипения и при этом освобождается от растворенных в ней агрессивных газов O<sub>3</sub> и CO<sub>2</sub>, что предотвращает коррозию в пароводяном тракте. Деаэрированная питательная вода из аккумуляторного бака деаэратора, питаемого насосом, подается через группу подогревателей высокого давления (ПВД) в экономайзер. Тем самым замыкается пароводяной тракт, включающий в себя пароводяные тракты котла и турбинной установки.

Пароводяной тракт БТЭЦ является наиболее сложным и ответственным, ибо в этом тракте имеют место наиболее высокие температуры металла и наиболее высокие давления пара и воды. Для обеспечения функционирования пароводяного тракта необходимы еще система приготовления и подачи добавочной воды на восполнение потерь рабочего тела и система технического водоснабжения БТЭЦ для подачи охлаждающей воды в конденсатор турбины.

Добавочная вода получается в результате химической очистки сырой воды, осуществляемой в специальных ионообменных фильтрах химводоочистки. Из бака обессоленной воды добавочная вода перекачивающим насосом подается в конденсатор турбины.

Охлаждающая вода прокачивается через трубки конденсатора циркуляционным насосом и затем поступает в башенный охладитель (градирню), где за счет испарения вода охлаждается на тот же перепад температур, на который она нагрелась в конденсаторе. Система водоснабжения с градирнями применяется преимущественно на ТЭЦ.

Электрический генератор, вращаемый паровой турбиной, вырабатывает переменный электрический ток, который через повышающий трансформатор идет на сборные шины 110 кВ, открытого распределительного устройства (ОРУ) БТЭЦ. К выводам генератора через трансформатор (сдвоенный реактор 1 блока) собственных нужд присоединены присоединение 6 кВ. Таким образом, собственные нужды энергоблока (электродвигатели агрегатов собственных нужд — насосов, вентиляторов, мельниц и т. п.) питаются от генератора. В особых случаях (аварийные ситуации, сброс нагрузки, пуски и остановки) питание собственных нужд обеспечивается через резервный трансформатор (РТСН) с шин ОРУ.

Надежное электропитание электродвигателей агрегатов собственных нужд обеспечивает надежность функционирования энергоблоков к БТЭЦ в целом. Нарушения электропитания собственных нужд приводят к отказам и авариям.

Таким образом, описанная технологическая схема БТЭЦ представляет собой сложный комплекс взаимосвязанных трактов и систем: топливный тракт, система пылеприготовления, пароводяной тракт, газозоудаление, электрическая часть, система приготовления добавочной воды, система технического водоснабжения.

### **1.3 Характеристика собственных нужд БТЭЦ**

Технологический цикл производства электроэнергии на электростанции полностью механизирован. Имеются многочисленные механизмы собственных нужд как основного энергетического оборудования (паровой пылеугольный котел, турбина, генератор), так и вспомогательных цехов станций. Для приведения в движение механизмов собственных нужд используется в основном электрический привод (электродвигатель).

На БТЭЦ электроэнергия расходуется на приготовление и транспортировку топлива, подачу питательной воды и воздуха в паровые котлы и удаление дымовых газов.

Основными источниками питания системы собственных нужд являются понижающие трансформаторы ТСН (трансформатор собственных нужд) или реактированные линии, подключенные непосредственно к выводам генераторов или к их распределительным устройствам. Резервные источники питания собственных нужд тоже связаны с общей электрической сетью, так как обычно присоединяются к распределительным устройствам станции ОРУ 110 кВ.

Все перечисленные виды оборудования электростанции, необходимого для ее надежной и экономичной работы, механизмы собственных нужд с приводными электродвигателями, приемники электроэнергии других видов, понижающие трансформаторы, распределительные устройства, электрические сети, независимые источники энергии и соответствующие системы управления образуют систему собственных нужд Благовещенской ТЭЦ.

Основные требования, предъявляемые к системе собственных нужд, состоят в обеспечении надежности и экономичности работы механизмов соб-

ственных нужд. Первое требование является наиболее важным, поскольку нарушение работы механизмов собственных нужд влечет за собой расстройство сложного технологического цикла производства электроэнергии, нарушение работы основного оборудования, а иногда и станции в целом и развитие аварии в системную.

Система питания собственных нужд электрических станций занимает особое положение среди других потребителей энергосистемы. Действительно, нарушение электроснабжения механизмов собственных нужд вызывает нарушение работы не только самой станции, но и потребителей энергосистемы в случае недостатка мощности.

Потребители СН относятся к I категории по надежности питания и требуют снабжения от двух независимых источников. Их делят также на ответственные и неответственные.

Кратковременная остановка ответственных потребителей приводит к аварийному отключению и разгрузке агрегатов станции.

Кратковременная остановка неответственных потребителей не приводит к немедленному аварийному останову оборудования.

В котельном цеху ответственными потребителями являются: дымососы, дутьевые вентиляторы, вентиляторы горячего дутья, к неответственным: смывные и багерные насосы системы зало-шлакоудаления, электрофильтры.

К ответственным механизмам турбинного цеха относятся: питательные, циркуляционные, конденсатные насосы, маслонасосы турбины и генераторов, маслонасосы системы уплотнения вала генератора.

К неответственным – сливные насосы регенеративных подогревателей, дренажные, сетевые насосы.

Прекращение электроснабжения дымососов(ДС), дутьевых вентиляторов(ДВ), вентиляторов горячего дутья (ВГД), мельниц молотковых тангенциальных (ММТ) приводит к срыву факела и остановке парового котла, вследствие чего аварийный останов турбогенератора.



Отключение конденсатных и циркуляционных насосов приводит к срыву вакуума турбин и к их аварийной остановке.

Механизмы К/А №1 относятся к I категории потребителей, имеют два питания: рабочие (отпайка от генератора), резервное (от шин 110 кВ через трансформатор РТСН). Электропотребителями являются асинхронные двигатели 6кВ (одна- и двухскоростные). Характеристика ЭП 6 кВ приведена в таблице 1, номинальная мощность электроприемников приведена согласно паспортным данным.

Таблица 1 – Характеристика электроприемников СН котлоагрегата № 1

Наименование электроприемника	Номинальная мощность, кВт	Род тока	Номинальное напряжение ЭП, кВ	$\cos \varphi$
1	2	3	4	5
Вентилятор горячего дутья 1А	400	переменный	6	0.85
Вентилятор горячего дутья 1Б	400	переменный	6	0.85
Вентилятор горячего дутья 1В	400	переменный	6	0.85
Вентилятор горячего дутья 1Г	400	переменный	6	0.85
Мельница молотковая тангенциальная 1А	400	переменный	6	0.87
Мельница молотковая тангенциальная 1Б	400	переменный	6	0.87
Мельница молотковая тангенциальная 1В	400	переменный	6	0.87
Мельница молотковая тангенциальная 1Г	400	переменный	6	0.87
Багерный насос 2	630	переменный	6	0.82

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Багерный насос 5	630	переменный	6	0.82
Насос подпорный сетевого насоса 2	400	переменный	6	0.9
Питательный энергонасос 2	4000	переменный	6	0.89
Циркуляционный насос 3	1000	переменный	6	0.87
Дробилка молотковая Б	800	переменный	6	0.87
Дымосос 1А (Иск)	630	переменный	6	0.85
Дымосос 1А (Пск)	320	переменный	6	0.85
Дымосос 1Б (Иск)	630	переменный	6	0.85
Дымосос 1Б (Пск)	320	переменный	6	0.85
Дутьевой вентилятор 1А (Иск)	630	переменный	6	0.87
Дутьевой вентилятор 1А (Пск)	320	переменный	6	0.87
Дутьевой вентилятор 1Б (Иск)	630	переменный	6	0.87
Дутьевой вентилятор 1Б (Пск)	320	переменный	6	0.87
Сетевой насос 2	1600	переменный	6	0.82
Сетевой насос 4	1600	переменный	6	0.82

#### 1.4 Описание технологического процесса химического цеха БТЭЦ

С увеличением единичной мощности котлов и ростом параметров рабочей среды, организация водно-химического режима приобретает особо важное значение в обеспечении надежной и экономичной работы теплоэнергетического оборудования.

Роль химического цеха на тепловой электростанции объединяет комплекс средств, обеспечивающих надежную работу конструкционных материалов котлов, теплообменных аппаратов, тепловых сетей и паровых турбин в отношении защиты их от коррозионного разрушения, образования и накопления отложений. Этот комплекс средств включает в себя: подготовку добавочной воды; очистку турбинного и производственных конденсатов; коррекционную обработку питательной и котловой воды; обработку охлаждающей воды и воды, поступающей в тепловые сети; нейтрализацию и более или менее полное обезвреживание сточных вод; химический контроль режимов очистки и коррекции воды. Рациональный водно-химический режим состоит в обеспечении качественного добавка очищенной воды в пароводяной цикл, а для блоков сверхкритических параметров и качественной очистки турбинного конденсата. Исходная (сырая) вода по двум трубопроводам технической воды подается в машинный зал турбинного цеха (ТЦ), где она подогревается до температуры  $30+1^{\circ}\text{C}$ . Затем насосами сырой воды подается по двум трубопроводам сырой воды на осветлители ХВО, где происходит очистка технической воды методом коагуляции серноокислым алюминием. После этого в механических фильтрах проводится очистка осветленной воды от взвешенных веществ фильтрованием. Дальнейшая очистка воды проводится по схеме двухступенчатого обессоливания методом ионного обмена. Такая схема предусматривает последовательную обработку воды на Н-катионитовых и анионитовых фильтрах 1 ступени, Н-катионитовых фильтрах 2 ступени, на декарбонизаторах и анионитовых фильтрах 2 ступени.

Химический цех относится к особой группе электроприемников – I категории, имеется дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания. ЭП химического цеха в большинстве своем это асинхронные двигателя 0.4 кВ.

Характеристика ЭП Химического цеха приведена в таблице 2, номинальная мощность электроприемников указана согласно паспортным данным.

Таблица 2 – Электроприемники химического цеха

Наименование электроприемника	Номинальная мощность, кВт	Род тока	Номинальное напряжение ЭП, кВ	$\cos \varphi$
1	2	3	4	5
Насос рециркуляции кислотнo-щелoчных вод 2	75	переменный	0.4	0.86
Пожарный насос 3	110	переменный	0.4	0.85
Насос декарбонизованной воды теплосети 1	160	переменный	0.4	0.87
Насос декарбонизованной воды 1	55	переменный	0.4	0.9
Насос декарбонизованной воды 4	37	переменный	0.4	0.9
Дренажный насос коагулянтного х-ва	55	переменный	0.4	0.82
Насос взрыхления механических фильтров 1	110	переменный	0.4	0.91
Насос зажелезненного конденсата 2	18,8	переменный	0.4	0.81
Электрическая сборка 1515,1607	56	переменный	0.4	0.82
Гараж	6,4	переменный	0.4	0.85
Насос осветленной воды 1	75	переменный	0.4	0.9
Электрическая сборка 1514	72	переменный	0.4	0.82
Насос замазученных вод 2	75	переменный	0.4	0.87
Электрическая сборка 1527	51	переменный	0.4	0.82

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Электрическая сборка 1523	56	переменный	0.4	0.85
Электрическая сборка 1511	52	переменный	0.4	0.82
Электрическая сборка 1502	73	переменный	0.4	0.82
Электрическая сборка 1509	46	переменный	0.4	0.82
Электрическая сборка 1503	55	переменный	0.4	0.82
Электрическая сборка 1501	50	переменный	0.4	0.82
РТЗО 1514	68	переменный	0.4	0.82
Электрическая сборка 1525 (сварка)	46	переменный	0.4	0.82
Электрическая сборка 1524 (освещ)	53	переменный	0.4	0.82
Насос рециркуляции кислотного-щелочных вод 1	75	переменный	0.4	0.86
Насос декарбонизованной воды 2	55	переменный	0.4	0.9
Насос декарбонизованной воды 3	55	переменный	0.4	0.9
Насос коагулированной воды 1	37	переменный	0.4	0.87
Пожарный насос 1	160	переменный	0.4	0.85
Компрессор	42	переменный	0.4	0.87
Насос взрыхления механических фильтров 2	110	переменный	0.4	0.91

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Насос декарбонизованной воды теплосети 2	132	переменный	0.4	0.87
Электрическая сборка 1601	46	переменный	0.4	0.82
Электрическая сборка 1603	35	переменный	0.4	0.82
Насос замазученных вод 1	55	переменный	0.4	0.85
Электрическая сборка 1509	52	переменный	0.4	0.82
Электрическая сборка 1602	48	переменный	0.4	0.82
Электрическая сборка 511	52	переменный	0.4	0.82

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК СОБСТВЕННЫХ НУЖД КОТЛОАГРЕГАТА №1 И ХИМИЧЕСКОГО ЦЕХА БТЭЦ

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Первым этапом проектирования систем электроснабжения является определение электрических нагрузок, по значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильности оценки ожидаемых нагрузок зависит надёжность работы схемы электроснабжения.

Мощности электроприемников секций 1Р, 15Н и 16Н сведены в таблицы 3,4 и 5, соответственно. Данные взяты из таблиц 1 и 2.

Таблица 3 – Электроприемники 6 кВ (эл. двигателя мех-в К/А №1), секция 1Р

Наименование электроприемника	Номинальная мощность (согласно паспортным данным), кВт
1	2
Вентилятор горячего дутья 1А	400
Вентилятор горячего дутья 1Б	400
Вентилятор горячего дутья 1В	400
Вентилятор горячего дутья 1Г	400
Мельница молотковая тангенциальная 1А	400
Мельница молотковая тангенциальная 1Б	400
Мельница молотковая тангенциальная 1В	400
Мельница молотковая тангенциальная 1Г	400
Багерный насос 2	630
Багерный насос 5	630
Насос подпорный сетевого насоса 2	400
Питательный энергонасос 2	4000

Продолжение таблицы 3

1	2
Циркуляционный насос 3	1000
Дробилка молотковая Б	800
Дымосос 1А (Иск)	630
Дымосос 1А (Пск)	320
Дымосос 1Б (Иск)	630
Дымосос 1Б (Пск)	320
Дутьевой вентилятор 1А (Иск)	630
Дутьевой вентилятор 1А (Пск)	320
Дутьевой вентилятор 1Б (Иск)	630
Дутьевой вентилятор 1Б (Пск)	320
Сетевой насос 2	1600
Сетевой насос 4	1600

Таблица 4 – Электроприемники химического цеха 0,4 кВ, секция 15Н

Наименование электроприемника	Номинальная мощность (согласно паспортным данным), кВт
1	2
Насос рециркуляции кислотно-щелочных вод 2	75
Пожарный насос 3	110
Насос декарбонизованной воды теплосети 1	160
Насос декарбонизованной воды 1	55
Насос декарбонизованной воды 4	37
Дренажный насос коагулянтного х-ва	55
Насос взрыхления механических фильтров 1	110
Насос зажелезненного конденсата 2	18,8



Продолжение таблицы 4

1	2
Электрическая сборка 1515,1607	56
Гараж	6,4
Насос осветленной воды 1	75
Электрическая сборка 1514	72
Насос замазученных вод 2	75
Электрическая сборка 1527	51
Электрическая сборка 1523	56
Электрическая сборка 1511	52
Электрическая сборка 1502	73
Электрическая сборка 1509	46
Электрическая сборка. 1503	55
Электрическая сборка 1501	50
Электрическая сборка 1514	68
Электрическая сборка 1525 (сварка)	46
Электрическая сборка. 1524 (освещение)	53

Таблица 5 – Электроприемники химического цеха 0,4 кВ, секция 16Н

Наименование электроприемника	Номинальная мощность (согласно паспортным данным), кВт
1	2
Насос рециркуляции кислотно-щелочных вод 1	75
Насос декарбонизованной воды 2	55
Насос декарбонизованной воды 3	55
Насос коагулированной воды 1	37
Пожарный насос 1	160

1	2
Компрессор	42
Насос взрыхления механических фильтров 2	110
Насос декарбонизованной воды теплосети 2	132
Электрическая сборка 1601	46
Электрическая сборка 1603	35
Насос замазученных вод 1	55
Электрическая сборка 1509	52
Электрическая сборка 1602	48
Электрическая сборка 511	52
Освещение РУСН	6,4

Расчет силовой нагрузки 6 кВ:

$$\sum P_{cp} = K_u \cdot \sum P_{ном.}, \quad (1)$$

$$\sum Q_{cp} = K_{II} \cdot P_{ном.} \cdot tg\phi, \quad (2)$$

где  $P_{ном.}$  – номинальная мощность приемников, принимаемая по исходным данным для каждого цеха таблиц 1,2 и 3;

$K_{II} = 0,87$  – средний коэффициент использования, принимаемый по справочным данным [24];

$tg\phi$  – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности  $\cos\phi$ ,  $tg\phi = 0.62$

Определяем относительное эффективное число электроприемников:

$$n_{\text{Э}} = \frac{(\sum P_{ном.нас.})^2}{\sum P_{ном.нас.}^2}, \quad (3)$$

$$K_{и\text{ ср.}} = \sum P_{cp} / \sum P_{ном.}, \quad (4)$$

$$\sum P_{cp} = 0.87 \cdot 14460 = 12580 \text{ кВт.}$$

$$\sum Q_{CP} = 0.87 * 14460 * 0.62 = 7800 \text{ кВар.}$$

$$n_{\text{э}} = 7$$

$$K_{\text{и ср.}} = 12580 / 14460 = 0.87$$

Зная  $K_{\text{и ср}}$  и  $n_{\text{э}}$  [24], определяем  $K_{\text{р}} = 0.85$ .

По формулам 1 и 2 рассчитываем расчетную активную и реактивную мощности ВГД 1А:

$$\sum P_{CP} = 0.85 * 400 = 340 \text{ кВт.}$$

$$\sum Q_{CP} = 0.85 * 400 * 0.62 = 210 \text{ кВар.}$$

Аналогично производим остальные расчеты, данные сводим в таблицу.

Таблица 6 – Расчетная мощность электроприемников 6 кВ (мех-мы К/А №1)

Наименование электро-приемника	Расчетная активная мощность, кВт	Расчетная реактивная мощность, кВар
1	2	3
Вентилятор горячего дутья 1А	340	210
Вентилятор горячего дутья 1Б	340	210
Вентилятор горячего дутья 1В	340	210
Вентилятор горячего дутья 1Г	340	210
Мельница молотковая тангенциальная 1А	340	210
Мельница молотковая тангенциальная 1Б	340	210
Мельница молотковая тангенциальная 1В	340	210
Мельница молотковая тангенциальная 1Г	340	210

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Багерный насос 5	536	332
Насос подпорный сетевого насоса 2	340	210
Питательный энергонасос 2	3400	2108
Циркуляционный насос 3	850	527
Дробилка молотковая Б	680	422
Дымосос 1А (Иск)	536	332
Дымосос 1А (Пск)	272	169
Дымосос 1Б (Иск)	536	332
Дымосос 1Б (Пск)	272	169
Дутьевой вентилятор 1А (Иск)	536	332
Дутьевой вентилятор 1А (Пск)	272	169
Дутьевой вентилятор 1Б (Иск)	536	332
Дутьевой вентилятор 1Б (Пск)	272	169
Сетевой насос 2	1360	844
Сетевой насос 4	1360	844
ИТОГО:	15014	9303

Определяем полную расчетную мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (5)$$

$$S_p = \sqrt{8603^2 + 5335^2} = 10123 \text{ кВА.}$$

Определяем расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (6)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10123}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 928 \text{ А}$$

Расчет силовой нагрузки 0.4 кВ (Химический цех):

Производим аналогичные расчеты данные сводим в таблицу.

Таблица 7 – Расчетная мощность сек. 15Н, 16Н

№ секции	$S_p$ (кВА)	$I_p$ (А)
1	721,7	1096,5
2	718,4	1093,5
Общая $\Sigma$	1440,1	

## 2.2 Расчет освещения химического цеха

Промышленное освещение и светильники играют ключевую роль в создании надлежащих условий для работы персонала. В последнее время значительно выросли требования к энергоэффективности производства, от выбора осветительных приборов будет зависеть то, как часто придётся выделять средства на закупку комплектующих и ремонт осветительных сетей, каковы будут итоговые затраты на оплату электроэнергии.

Вместо старых энергозатратных приборов целесообразно установить современные лампы, в которых в качестве источника света используются светодиоды. Светильники промышленные на светодиодах обладают уникальными характеристиками и позволяют значительно экономить средства на освещении ввиду таких своих качеств:

- минимальное потребление электроэнергии. Среди всех известных видов ламп, светодиодные лампы являются наиболее экономичными;

- светодиоды не образуют тепла, как это происходит в лампах других моделей, в связи с чем, они не стареют и не разрушаются от перегрева

и перепада температуры. Подобное качество позволяет осветительным приборам на светодиодах работать от 50 до 100 тыс. часов;

— конструкция светодиода такова, что лампа, созданная на его основе, не требует ремонта и обслуживания;

— светодиодные светильники промышленные могут работать от сети с любым напряжением, по способу монтажа они не отличаются от иных моделей, поэтому не требуются лишних затрат на их инсталляцию в заводскую сеть.

При выборе осветительных приборов необходимо учесть условия, в которых придётся им работать. Производство на БТЭЦ связано с образованием большого количества пыли, с выделением влаги. Светильники для сырых помещений имеют герметичный корпус. Такие осветительные приборы надёжно защищены от внешних разрушающих факторов, что способствует более длительному использованию. Светильники влагозащищенные промышленные устойчивы к химическим реагентам, могут использоваться на химических, нефтехимических, пищевых, фармацевтических предприятиях.

Светильники для производственных помещений благодаря использованию светодиодов и особой конструкции корпуса прекрасно себя показали при эксплуатации в условиях повышенных и пониженных температур, на качестве их работы не сказывается вибрация.

Расчет освещенности установлен нормами СНиП на шкале освещенности. Находим минимальную освещенность для общего наблюдения за ходом производственного процесса при периодическом наблюдении [17]:

$$E_{\text{норм}} = 50 \text{ лк.}$$

Выбираем светодиодные светильники типа "LE-СПО-11-100-040х-54Д" для помещений с работой разряда VIII (обслуживание фильтров и осветителей с постоянным дежурством персонала).

В производственных помещениях при выборе между светодиодными светильниками и люминесцентными учитываются требования к цветопереда-

че. Увеличение высоты и усложнение доступа являются противопоказанием для применения люминесцентных ламп. Не возбраняется применение в одном помещении ламп разных типов:

- для общего и местного освещения;
- для рабочего и аварийного освещения;
- в системе общего освещения, если это диктуется требованиями цвето-передачи или эстетики.

Для освещения территорий промышленных предприятий, выполненного светильниками, в большинстве случаев рекомендуются светодиодные светильники, кроме охранного освещения. В прожекторном освещении применяются все виды ламп (кроме люминесцентных ламп).

Светильником называется осветительный прибор, осуществляющий перераспределение светового потока лампы внутри значительных телесных углов.

ГОСТ 13828 – 74 разделяет светильники на классы в зависимости от того какую долю потока светильника составляет поток нижней полусферы. Светильники относятся к классу прямого света (П), если эта доля больше 80%, преимущественного прямого света (Н), если она составляет 60 – 80%, рассеянного света (Р) 40 – 60%, преимущественного отраженного света (В) 20 – 40% и отраженного света (О) менее 2%.

ГОСТ устанавливает 7 типов кривых силы света: концентрированная (К), глубокая (Г), косинусная (Д), полуширокая (Л), широкая (Ш), равномерная (М), синусная (С). Кривые силы света, не отвечающие условиям ни одной из типовых кривых, признаются специальными.

Светильники классифицируются также по степени защиты от пыли и воды. Согласно ГОСТ 13828 – 74 и с учетом ГОСТ 14254 – 69 степень защиты светильников обозначается двумя цифрами: первая – защите от пыли, вторая – от воды.

**Расположение и установка светильников.**

Высота рабочей поверхности  $h_{р.п.} = 1,0$  м.

Высота подвеса светильника над рабочей поверхностью:

$$h_p = H - h_c - h_{p.п.}, \quad (7)$$

$$h_p = 8,0 - 1,0 - 1,0 = 6,0 \text{ м.}$$

Расстояние светильников от перекрытия:  $h_c = 1,0$  м.

Высота рабочей поверхности  $h_{p.п.} = 1,0$  м.

Высота подвеса светильника над рабочей поверхностью:

$$h_p = H - h_c - h_{p.п.}, \quad (8)$$

$$h_p = 8,0 - 3,0 - 1,0 = 6,0 \text{ м}$$

Доступность обслуживания с приставных лестниц или стремянок при

$h_{п} \leq 5,0$  м - (высота светильников над полом);

Кривая сила света для ламп, входящих в группу Г:

$$\lambda = 0,8 - 1,2$$

Принимаем  $\lambda = 0,8$ .

$$\lambda = L : h, \quad (9)$$

$$L = \lambda * h$$

$$L = 0,8 * 6$$

$$L = 4,8$$

Расстояние от крайних светильников до стен равно  $0,3-0,5L$  в зависимости от наличия вблизи стен рабочих мест, где  $L$  расстояние между светильниками.

По периметру находим количество светильников: для светодиодных светильников расстояние между светильниками должно быть от 1 до 5 м.

Принимаем  $L = 4,8$  м:

Расположение светильников по периметру получилось в количестве 44 шт.

Светильники располагаем следующим образом: по периметру помещения вдоль стен через каждые 4,8 м.

Остальные светильники в количестве 36 шт. расположим на металлических тросах вдоль фильтровального зала в два ряда. В каждом ряду по 18 светильников.



Высота над полом  $h_n = 7,0$  м.

Определяем индекс помещения [17]:

$$i = \frac{A * B}{h_p(A + B)} = \frac{96 * 36}{4(96 + 36)} = 6,55$$

По индексу помещения  $i = 5,0$  (приближенное максимальное значение по таблице) находим коэффициент использования:

$$\eta = 66 \% \text{ или } \eta = 0,66 \text{ (доли от 66\%)}$$

и коэффициенты отражения поверхности помещения:

потолка -  $\rho_n = 50 \%$ ; стен -  $\rho_c = 30 \%$ ; пола -  $\rho_p = 10 \%$ .

$$\Phi_{\cup} = 70\% ; \quad \Phi_{\cap} = 2\%$$

Определяем суммарный световой поток [17]:

$$\sum \Phi = \frac{E_n * S * k * z}{N \eta} , \quad (10)$$

где  $E_n$  – заданная минимальная освещенность,  $E_n = 50$  лк;

$k$  – Коэффициент запаса,  $k = 1,5$ ;

$S$  – Освещаемая площадь,  $S = 5431$  м<sup>2</sup>.

Коэффициент  $z$  для светодиодных светильников типа Высота "LE-СПО-11-100-040х-54Д" равен 1,15.

$\eta$  – коэффициент использования,

$$\eta = 0,66 \text{ [17];}$$

$N$  – Число светильников.

$$\sum \Phi = \frac{50 * 5431 * 1,5 * 1,15}{0,66 * 80} = 8872,76 \text{ лм}$$

Следовательно, выбираем светодиодные светильники типа Высота "LE-СПО-11-100-040х-54Д".

Светильник выпускается в двух вариантах: LE-СПО-11-100-0409-54Д (текстурированный рассеиватель) и LE-СПО-11-100-0410-54Д (опаловый рассеиватель).

Корпус светильника выполнен из алюминия. Степень защиты от воздействия окружающей среды IP54. Продуманная конструкция теплоотвода гарантирует сохранение заявленных характеристик и безотказную работу

светильника на протяжении всего срока службы. Универсальный крепежный узел с регулировкой угла наклона позволяет устанавливать светильник на стену либо к потолку при помощи подвеса.

Технические данные светодиодные светильники типа Высота "LE-СПО-11-100-040х-54Д":

Потребляемая мощность, Вт	100
Напряжение питания, В/частота, Гц	175-260 / 50
Коэффициент мощности, cos φ	≥0,9
Класс электробезопасности	1
Световой поток, Лм	8800/9000
Цветовая температура, К	4000/5000
Индекс цветопередачи, Ra	≥80
Тип кривой силы света (КСС)	Д(косинусная) 120°
Пульсация светового потока, % менее	1
Производитель светодиодов	NIHIA (Япония)
Количество светодиодов	192
Класс защиты IP	54
Климатическое исполнение	УХЛ 4
Температурный диапазон эксплуатации, С°	-10 - +45 °С
Габаритные размеры светильника, (ДхШхВ) мм	1027х132х156
Вес, кг	3,7
Тип крепления	подвесной/накладной/настенный (регулировка угла наклона)
Срок службы светодиодов, ч	50000

Мощность одного светильника -  $w = 100$  Вт;

Световой поток одной лампы  $\Phi_1 = 8800$  лм.

Проверяем соответствие расчётного и фактического светового потока, количества светильников.

$$\frac{8800 \cdot 100}{8872.76} = 99,18\%, \text{ что соответствует норме.}$$

Аппараты защиты следует располагать по возможности группами (в ЩО и РП) в доступных для обслуживания местах.

Установка предохранителей, автоматических выключателей в нулевых рабочих проводниках запрещается (исключение составляют взрывоопасные электроустановки).

Групповые линии сетей внутреннего освещения должны быть защищены предохранителями либо автоматическими выключателями на рабочий ток не более 25 А. Групповые линии питающие газоразрядные лампы единичной мощностью 125 Вт и более, лампы накаливания до 42 В любой мощности и лампы накаливания выше 42 В единичной мощностью 500 Вт и более допускаются защищать плавкими вставками предохранителей или расцепителями автоматических выключателей на ток до 630 А. Каждая групповая линия, как правило, должна содержать на фазу не более 20 ламп накаливания, ДРЛ, ДРИ, натриевых, в это число включаются также розетки.

Определяем мощность группы светильников:

$$P = N \cdot P_c \cdot K_{\text{пот}}, \quad (11)$$

$$P_{0-1,2,3,4} = 20 \cdot 100 \cdot 1,1 = 2750 \text{ Вт}$$

где  $P_c$  – мощность лампы (Вт);

$N$  – число ламп;

$$K_{\text{пот}} = 1,1.$$

Определяем рабочий ток светильников в группе:

$$I_{p0-1,2,3,4} = \frac{P_{0-1,2,3,4}}{U_{\phi} \cdot \cos \varphi} = \frac{2750}{220 \cdot 0,9} = 13,9 \text{ А};$$

где  $U_{\phi}$  – напряжение фазное, В;

$\cos \varphi$  – 0,9 косинус угла диэлектрических потерь.

Так как  $I_p \leq 25 \text{ А}$ , то данный ряд светильников запитываем от автоматического выключателя.

Согласно предыдущему расчёту вычерчиваем помещения химического цеха в плане и масштабе и располагаем светильники.

При определении нагрузки нужно учесть потери мощности в ПРА люминесцентных лампах и светодиодных светильниках. В схемах УБ потери мощности в ПРА составляют 20 – 25% мощности ламп, в схемах АБ – примерно 30 – 35%, потери в светодиодных светильниках 10%.

Определяем приведенные расстояния по группам:

$$L_{\text{пр}} = L_0 + \frac{L}{2}, \quad (12)$$

$$L_{\text{пр } 0-1} = 14 + \frac{91}{2} = 59,5 \text{ м}$$

$$L_{\text{пр } 0-2} = 3,2 + \frac{91}{2} = 48,7 \text{ м}$$

$$L_{\text{пр } 0-3} = 3,2 + \frac{91}{2} = 48,7 \text{ м}$$

$$L_{\text{пр } 0-4} = 14 + \frac{91}{2} = 59,5 \text{ м}$$

где  $l$  – расстояние от ЩО до первого светильника (м).

Определяем однофазные моменты:

$$M = P_{\text{ряда}} * L_{\text{пр}}, \quad (13)$$

$$m_{0-1} = 2,750 * 59,5 = 163,6 \text{ кВт*м}$$

$$m_{0-2} = 2,750 * 48,7 = 133,9 \text{ кВт*м}$$

$$m_{0-3} = 2,750 * 48,7 = 133,9 \text{ кВт*м}$$

$$m_{0-4} = 2,750 * 59,5 = 163,6 \text{ кВт*м}$$

где,  $P_1, P_2, P_3, P_4$  – мощности рядов светильников (кВт).

Определяем момент нагрузки питающей линии:

$$M_{0-0} = \sum P * L = 11 * 12 = 132 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

где  $L$  – расстояние от РУСН до ЩО (м);

$P$  – мощность рядов;

Определяем сечение питающей линии:

$$F_{0-0} = \frac{M + \alpha_{\text{пр}} * \sum m}{C * \Delta U \%_{\text{доп}}} = \frac{132 + 1,85 * 595}{44 * 5,5} = 5,09 \text{ мм}^2;$$

где  $\alpha_{\text{пр}} = 1,85$  – коэффициент приведения моментов;

$C = 44$  – коэффициент, учитывающий количество проводов и фаз;

$\Delta U \%_{\text{доп}} = 5,5$  – допустимая потеря напряжения в линии (%).

Принимаем стандартное сечение кабеля АВВГ(3×10+1×6),  $I_{доп} = 65\text{А}$  [17].

Находим действительную потерю напряжения в линии 0-0 [17]:

$$\Delta U = \frac{M}{FC}, \quad (14)$$

$$\Delta U = \frac{132}{44 \cdot 10} = 0,3\%$$

где  $F$  – сечение провода питающей линии ( $\text{мм}^2$ ).

$$\Delta U\%_{\text{ост}} = \Delta U\%_{\text{доп}} - \Delta U\%_{\text{ТП-ЩО}} = 5,5\% - 0,3\% = 5,2\%$$

Определяем сечение от ЩО до ламп:

По формуле [11]:

$$S = \frac{M}{C \cdot \Delta U}, \quad (15)$$

Находим сечение проводника на участках:

$$F_{\text{гр0-1}} = 163,6/66,56=2,45 \text{ мм}^2 \text{ берем кабель ВВГ } 3 \cdot 2,5 \text{ мм}^2 I_{\text{доп}} = 25 \text{ А};$$

$$F_{\text{гр0-2}} = 133,9/66,56=2,01 \text{ мм}^2 \text{ берем кабель ВВГ } 3 \cdot 2,5 \text{ мм}^2 I_{\text{доп}} = 25 \text{ А};$$

$$F_{\text{гр0-3}} = 133,9/66,56=2,01 \text{ мм}^2 \text{ берем кабель ВВГ } 3 \cdot 2,5 \text{ мм}^2 I_{\text{доп}} = 25 \text{ А};$$

$$F_{\text{гр0-4}} = 163,6/66,56=2,45 \text{ мм}^2 \text{ берем кабель ВВГ } 3 \cdot 2,5 \text{ мм}^2 I_{\text{доп}} = 25 \text{ А}.$$

Определяем расчетный ток каждой линии:

$$I = P / U_{\text{ф}} \cdot \cos \varphi, \quad (16)$$

где  $P$  – мощность линии;

$U_{\text{ф}}$  – напряжение 220В;

$$\cos \varphi = 0.95.$$

$$I_{0-1,2,3,4} = P_{1,2,3,4} / 0.22 \cdot 0.95$$

$$I_{0-1,2,3,4} = 2.750 / 0.209$$

$$I_{0-1,2,3,4} = 13,15 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{расч.}}$$

$$25 \text{ А} \geq 13,15 \text{ А};$$

$$25 \text{ А} \geq 13,15 \text{ А};$$

$$25 \text{ А} \geq 13,15 \text{ А}.$$

Определяем ток питающей линии:

$$I_{\text{раш РУСН-ЩО}} = \frac{\sum P}{\sqrt{3} * U_{\text{н}} * \cos \varphi} = \frac{11}{\sqrt{3} * 0.38 * 0.95} = 17,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{расч РУСН-ЩО}}$$

$$65 \text{ А} \geq 17,6 \text{ А}.$$

Сечения проводников осветительных сетей выбирают по условию механической прочности: для алюминиевых проводов и кабелей минимальное сечение  $2 \text{ мм}^2$ , а для медных проводников  $1,5 \text{ мм}^2$ .

Примечание: Тип и сечение проводов и кабелей выбирал с соблюдением условий механической прочности.

Групповые линии сетей внутреннего освещения должны быть защищены предохранителями или автоматическими выключателями на рабочий ток не более 25 А.

Аппараты защиты следует располагать по возможности группами в доступных для обслуживания местах.

В осветительной сети фильтровального зала выбираю щиток освещения (ЩО) [17].

Серия – ЩО32-21

На вводе автомат – А3114/7

$$I_{\text{тепл.расч.}} = 40 \text{ А}$$

$$I_{\text{д}} \geq K_{\text{з}} I_{\text{тепл.расч.}}$$

$$65 \text{ А} > 60 \text{ А}$$

На группах автоматы – АЕ-1031-11

Количество – 5 шт.

$$I_{\text{тепл.расч.}} = 16 \text{ А}$$

$$I_{\text{д}} \geq K_{\text{з}} I_{\text{тепл.расч.}}$$

$$50 \text{ А} > 24 \text{ А}$$

Габариты щитка (высота×ширина×глубина), мм:  $564 \times 540 \times 155$ .

## 3 РЕКОНСТРУКЦИЯ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД КОТЛОАГРЕГАТА №1 БТЭЦ

### 3.1 Технический анализ схемы электроснабжения собственных нужд котлоагрегата №1

Все электродвигатели механизмов К/А №1 запитаны от секции 1Р собственных нужд станции. В свою очередь секция 1Р берет питание с «плеча» сдвоенного реактора, который подключен к выводам генератора Г1. У секции 1Р есть резервное питание, которое осуществляется с РСШ II 6кВ. Резервную систему шин II (6 кВ) питает РТСН110/6.3/6.3 кВ ОРУ- 110.

Требование к схеме питания собственных нужд: Схемы рабочего и резервного питания собственных нужд являются составной частью главной схемы электрических соединений станции. От построения этих схем зависит устойчивость технологического режима выработки электроэнергии, расход электроэнергии на собственных нужд, капитальные вложения в систему электроснабжения механизмов собственных нужд.

К схемам питания собственных нужд предъявляются следующие требования:

1. Схемы рабочего и резервного питания собственных нужд должны обеспечивать надежную работу отдельных агрегатов и электростанции в целом.

2. Схема собственных нужд должна быть экономичной и допускать расширение ее более мощными агрегатами, не требуя изменения схемы и электрооборудования собственных нужд ранее установленных агрегатов меньшей мощности.

3. Источники питания и схема электрических соединений должны обеспечивать успешный самозапуск электродвигателей ответственных механизмов.

Как уже отмечалось, основными источниками питания потребителей собственных нужд являются генераторы и энергосистема. Исходя из принципа блочности, экономичности, надежности и облегчения условий самозапуска цепи собственных нужд каждого блока должны получать питание от реактора ДИ Г1, присоединенного к ответвлению блока генератор — трансформатор [графическая часть, лист 3, 4].

Данную схему электроснабжения собственных нужд К/А №1 оставляем неизменной, но в связи с тем, что электротехническое оборудование устарело, его необходимо заменить.

### **3.2 Описание однолинейной схемы РУ СН котлоагрегата №1**

Так как напряжение на выводах генератора первого блока станции равно  $U_{\text{ген}} = 6.3$  кВ, то отпайка на собственные нужды осуществляется через двоярный реактор (для уменьшения токов короткого замыкания).

Двигатели механизмов первого котла являются электрорепотребителями I категории, в следствие чего осуществляем резервное питание с резервных шин 6 кВ станции. Которые в свою очередь получают питание с резервного трансформатора собственных нужд станции.

Принимаем существующую схему РУ СН котлоагрегата №1 (рисунок 1).

Поскольку схему электроснабжения собственных нужд К/А №1 оставляем неизменной, укажем устаревшее электротехническое оборудование, которое необходимо выбрать: двоярный реактор для питания секций 6 кВ, токопровод 6 кВ, высоковольтные выключатели 6 кВ для рабочего и резервного питания секции и для присоединений 6кВ. Так же необходимо заменить кабельные линии для питания электрических двигателей, произвести замену ячеек КРУ.

Ударные токи на БТЭЦ высокие, чтобы ограничивать токи КЗ используется реактор. Убирать из схемы мы его не будем. Сроки эксплуатации двоярных реакторов составляет 30-40 лет. Реактор, установленный на БТЭЦ отработал 35 лет, морально он уже устарел, его изоляционные свойства сни-



зились, в токоведущих частях начинают проявляться микро разрушения. Это главная причина замены реактора при реконструкции оборудование в РУ СН котлоагрегата №1.

На изоляционных прокладках токопровода, проложенного в РУ СН котлоагрегата №1, из-за длительного периода эксплуатации, появляются расслоения и микро трещины. Используемый токопровод практически отслужил свой срок. Токопроводы типа ТЗК обладают межфазовыми алюминиевыми разделителями, в чем их достоинство. Поэтому замена будет производиться на аналогичный.

Необходимость замены кабельных линий связана с электрическим старением изоляции, связанной в свою очередь с длительной эксплуатацией и периодическими перегрузками.

В РУ СН котлоагрегата №1 установлены масляные выключатели ВМПШ. Недостатком таких выключателей является их пожаро- и взрывонебезопасность, ограниченная способность к быстрдействию и частоте осуществления АПВ. Эксплуатация таких выключателей обходится дорого: замена и периодическая доливка масла, износ дугогасящих контактов, текущие ремонты. Выключатели морально устарели, их необходимо заменить. Замену произведем на вакуумные выключатели. Вакуумные выключатели 6...10 кВ абсолютно пожаро- и взрывобезопасны, сохраняют свою работоспособность при практически любых температурах окружающей среды. К достоинствам вакуумных выключателей можно отнести большой ресурс отключений-включений номинальных токов, возможность их эксплуатации в агрессивных средах, высокая скорость коммутаций и готовность к повторным включениям. Следует добавить, что это самый «чистый» тип выключателя – никаких проблем с загрязнением распредустройства и выделением небезопасных для экологии веществ, они практически бесшумны в работе.

Замена ячеек КРУ. После длительной работы и многократного воздействия токов короткого замыкания замена отдельных компонентов ячеек нецелесообразна. Ресурс новых элементов значительно превышает сроки, в те-

чение которых смогут исправно работать оставшиеся старые трансформаторы или выключатели. Кроме того, изделия, изготовленные 20-30 лет назад, требуют трудоёмкого обслуживания. Являются источниками токсичных выделений. А самое главное они вскоре станут причиной коротких замыканий. И это повлечёт за собой незапланированные расходы. Токоведущие шины современных ячеек выполнены из новых материалов. Надёжнее защищены от коротких замыканий. Устойчивы к внештатным ситуациям. Имеют срок службы больше, чем их морально устаревшие аналоги.

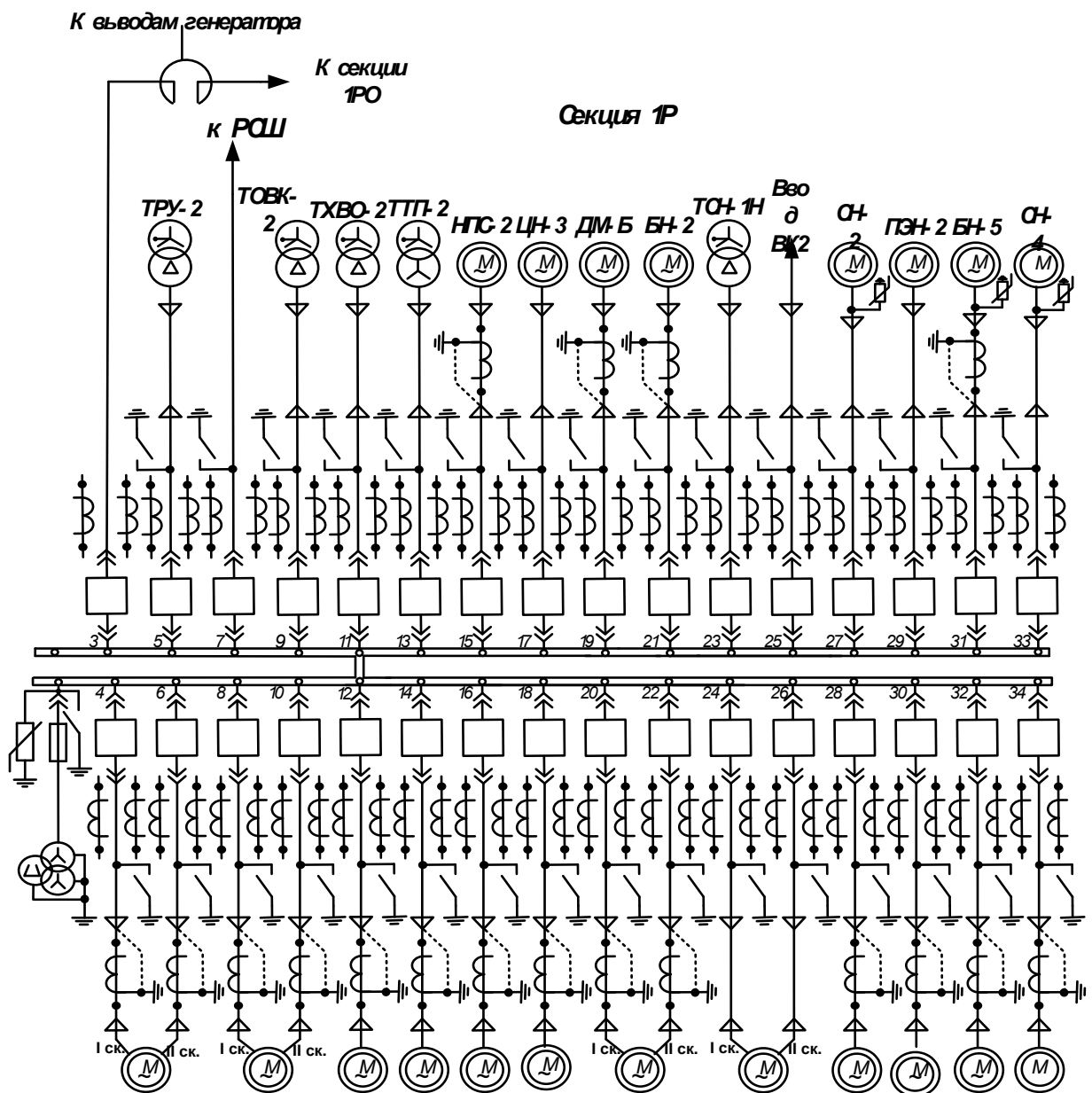


Рисунок 1 – Схема РУ СН котлоагрегата №1

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение коротких замыканий (КЗ) в сети или элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы необходимо правильно определять токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов КЗ.

Коротким замыканием называется непосредственное соединение между любыми точками разных фаз, фазы и нулевого провода или фазы с землей, не предусмотренное нормальными условиями работы установки.

Составим расчетную схему электроснабжения секции 6 кВ, с указанием точек короткого замыкания.

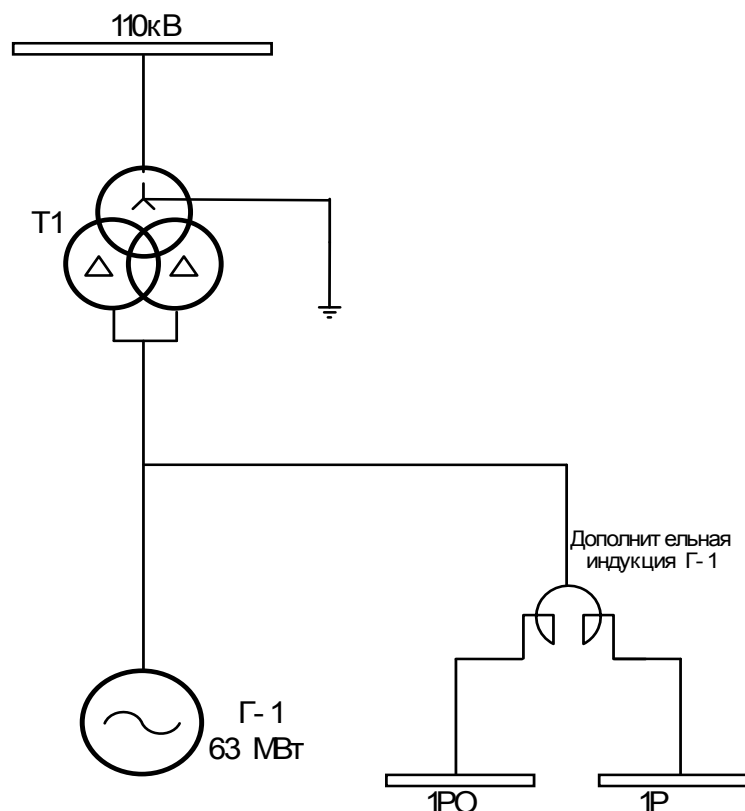


Рисунок 2 – Расчетная схема электроснабжения секции 6 кВ

По расчетной схеме составляем схему замещения.

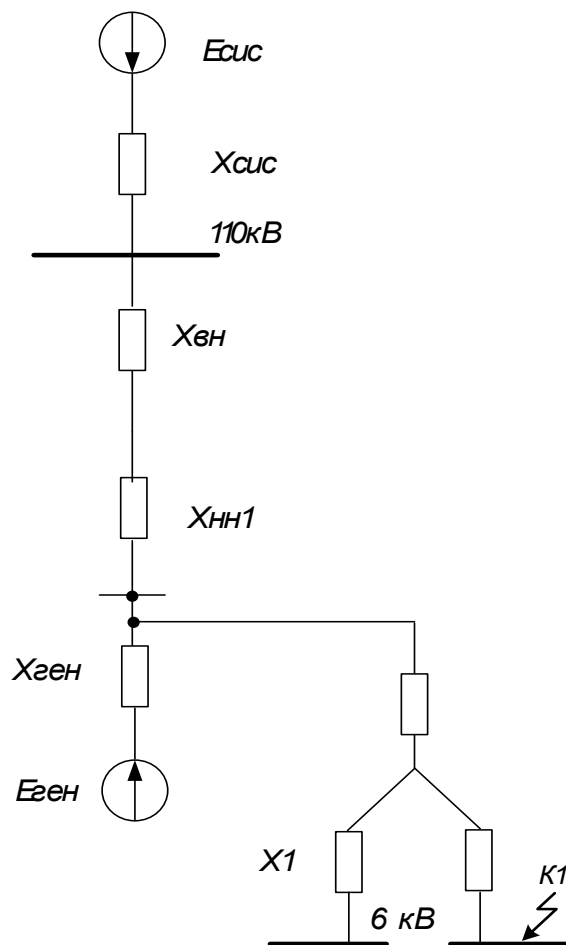


Рисунок 3 – Схема замещения

Данные для расчета [22].

А. генератор Г1 ТВФ-63-2

$$U_{НОМ} = 6.3 \text{ кВ}$$

$$I_{НОМ} = 7.210 \text{ кА}$$

$$P_{НОМ} = 63 \text{ МВт}$$

$$\cos = 0.8$$

$$X_d = 1.910 \text{ Ом}$$

$$X' = 0.275 \text{ Ом}$$

$$X'' = 0.203 \text{ Ом}$$

$$X_2 = 0.220 \text{ Ом}$$

Б. трансформатор Т1 ТРДЦН- 80000/110

$$U_{BH} = 117 \text{ кВ}$$

$$U_{HH} = 6.3 \text{ кВ}$$

$$U_K = 10.5\%$$

$$I_{BH} = 0.394 \text{ кА}$$

$$I_{HH} = 7.331 \text{ кА}$$

$$S_{НОМ} = 80 \text{ МВА}$$

В. Реактор ДИ-Г1 РБСГ-10-2\*1600

$$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$$

$$X_P = 0.35 \text{ Ом}$$

$$K_{CB} = 0.46$$

Сопротивление системы взяты из материалов по преддипломной практики, по токам КЗ на шинах 110 кВ БТЭЦ:

$$U_{НОМ} = 115 \text{ кВ}, I_{КЗ \Sigma}^{(3)} = 9.88 \text{ кА}, I_{КЗ \text{ген}}^{(3)} = 1.44 \text{ кА}, I_{КЗ \text{сис}}^{(3)} = 8.4 \text{ кА}.$$

$$X_{\text{сис}} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} * I_{КЗ \text{сис}}^{(3)}}, \quad (17)$$

$$X_{\text{сис}} = \frac{115}{\sqrt{3} * 8.45} = 7.88 \text{ Ом}.$$

Поскольку расщепленная обмотка низшего напряжения трансформатора Т1 объединена в одной точке, то сопротивление трансформатора Т1 рассчитывается как сопротивление двухобмоточного трансформатора без расщепленной обмотки.

Система:

$$X_{\text{сис}} = X_{\text{сис}} * K_T^2, \quad (18)$$

где  $K_T$  – коэффициент трансформации силового трансформатора Т1.

$$X_{\text{сис}} = 7.88 * \left( \frac{6.3}{115} \right)^2 = 0.024 \text{ Ом}$$

Трансформатор Т1:

$$X_{T1} = \frac{U_K \%}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (19)$$

где  $U_K\%$ - напряжение короткого замыкания трансформатора,

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение НН,

$S_{НОМ}$ - номинальная полная мощность трансформатора Т1.

$$X_{Т1} = \frac{10.5}{100} * \frac{6.3^2}{80} = 0.052 \text{ Ом.}$$

Генератор:

$$X_{ГЕН} = X''_d * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = X''_d * \frac{U_{НОМ}^2 * \cos \varphi}{P_{НОМ}}, \quad (20)$$

где  $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение на выводах генератора,

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности силовой машины равный 0.8 (данные завода изготовителя),

$P_{НОМ}$ = номинальная активная мощность генератора.

$$X_{ГЕН} = 0.203 * \frac{6.3^2 * 0.8}{63} = 0.102 \text{ Ом}$$

Реактор:

$$X_B = -X_{Н2} * X_p, \quad (21)$$

$$X_B = -0.46 * 0.350 = -0.161 \text{ Ом}$$

$$X_1 = X_2 = (1 + K_{св}) * X_p$$

$$X_1 = X_2 = (1 + 0.46) * 0.350 = 0.511 \text{ Ом}$$

$$X_p = X_B + X_1$$

$$X_p = -0.161 + 0.511 = 0.350 \text{ Ом}$$

Определим максимальное значение тока трехфазного короткого замыкания  $I_{кз}^{(3)}$ :

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} * X_p}, \quad (22)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{6.3}{\sqrt{3} * 0.350} = 10.4 \text{ кА}$$

Определим максимальное значение тока двухфазного короткого замыкания  $I_{кз}^{(2)}$ :

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{кз}^{(3)}, \quad (23)$$

где  $I_{кз}^{(3)}$  расчетный ток трехфазного короткого замыкания

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 10.4 = 9.000 \text{ кА}$$

При однофазных замыканиях на землю треугольник линейных напряжений не изменяется все потребители могут продолжать нормально работать и немедленного отключения однофазных замыканий в общем случае не требуется.

Учтем влияние группы электродвигателей [11]:

$$I_{н.о.дв.} = 4 \cdot \frac{\sum P_{ном.}}{U_{ном}}, \quad (24)$$

$$I_{н.о.дв.} = 4 \cdot \frac{17.66}{6} = 11.7 \text{ кА}$$

Суммарное начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{н.о.} = I_{н.о.} + I_{н.о.дв.}$$

$$I_{н.о.} = 10.4 + 11.7 = 22.1 \text{ кА}$$

Определяем ударный ток короткого замыкания

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{п.о.} * k_{уд}, \quad (25)$$

где  $I_{п.о.}$ - расчетный ток трехфазного короткого замыкания,

$k_{уд}$ - коэффициент ударный, зависящий в свою очередь от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания и принят равной 1.95.

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 22.1 * 1.95 = 60.9 \text{ кА}$$

Для проверки силового оборудования на термическую стойкость нам потребуется значение теплового импульса тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{n.o.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (26)$$

где  $I_{п.о}$  – расчетный ток трехфазного короткого замыкания,

$t_{отк}$  – время отключения выключателя + время работы РЗ (релейной защиты),

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания значения возьмем из графика кривых равной 0.08.

$$B_k = 22.1^2 \cdot (0.2 + 0.08) = 136.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты токов короткого замыкания:

$$B_k = 136.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$i_{уд} = 60.9 \text{ кА};$$

$$I_{n.o.} = 22.1 \text{ кА}.$$



## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РУ СН КОТЛОАГРЕГАТА

№1

### 5.1 Выбор и проверка выключателей

В настоящее время состояние распределительных устройств (РУ) требует замены устаревшего морально и физически оборудования на современное. Как известно, основным коммутационным аппаратом в электрических установках, служащим для включения и отключения электрических цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах является выключатель.

Выключатели выбираются из следующих условий:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном};$$

- по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл. ном};$$

Выбираем вакуумный выключатель для рабочего и резервного ввода секции.

$$I_p = 928 \text{ А} - \text{расчетный ток секции 1Р.}$$

Выключатель типа ВВ-TEL 10/1600/31.5.

Рассчитаем тепловой импульс данного выключателя:

$$B_k = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (27)$$

где  $I_{терм}$  – это термический ток выключателя,

$t_{терм}$  – это время термической стойкости выключателя.

$$B_k = 31.5^2 \cdot 3 = 2976.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ .

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл}$$

Если в исходных данных выключателей нет информации о  $\beta_H$ , ее можно определить по формуле:

$$\beta_H = I_a / (\sqrt{2} I_{\text{ПО}})$$

$$\beta_H = 0,6$$

$$i_{a \text{ ном}} = 16,97 \text{ кА}$$

Таблица 8 – Выбор выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$	$I_p = 928 \text{ А}$	$I_p \leq I_{\text{НОМ}}$
$i_{\text{СКВ}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 60.9 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$
$B_{\text{к.НОМ}} = 2676.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 136.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ, ОТКЛ.}} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о.}} = 22.1 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о.}} \leq I_{\text{НОМ, ОТКЛ.}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 51 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 9,56 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ НОМ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 9,56 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{ОТКЛ НОМ}}$
$I_{\text{а.НОМ}} = 16,97 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} = 12,8 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{а НОМ}}$

Следующие выключатели выбираем и проверяем аналогично, данные занесем в таблицу.

Таблица 9 – Перечень выбранных выключателей

Название присоединения	Расчетная мощность, кВт	Расчетный ток, А	Тип и марка выключателя
1	2	3	4
ВГД 1А	340	47.6	ВВ-TEL 10/630/31.5
ВГД 1Б	340	47.6	ВВ-TEL 10/630/31.5
ВГД 1В	340	47.6	ВВ-TEL 10/630/31.5
ВГД 1Г	340	47.6	ВВ-TEL 10/630/31.5

1	2	3	4
ММТ 1А	340	47.6	ВВ-TEL 10/630/31.5
ММТ 1Б	340	47.6	ВВ-TEL 10/630/31.5
ММТ 1В	340	47.6	ВВ-TEL 10/630/31.5
ММТ 1Г	340	47.6	ВВ-TEL 10/630/31.5
ДС 1А (Иск)	536	73.3	ВВ-TEL 10/630/31.5
ДС 1А (Пск)	272	37.2	ВВ-TEL 10/630/31.5
ДС 1Б (Иск)	536	73.3	ВВ-TEL 10/630/31.5
ДС 1Б (Пск)	272	37.2	ВВ-TEL 10/630/31.5
ДВ 1А (Иск)	536	73.3	ВВ-TEL 10/630/31.5
ДВ 1А (Пск)	272	37.2	ВВ-TEL 10/630/31.5
ДВ 1Б (Иск)	536	73.3	ВВ-TEL 10/630/31.5
ДВ 1Б (Пск)	272	37.2	ВВ-TEL 10/630/31.5
Рабочий ввод	10123	928	ВВ-TEL 10/1600/31.5
Резервный ввод	10123	928	ВВ-TEL 10/1600/31.5

Данные выключатели типа ВВ-TEL 10/1600/31.5, ВВ-TEL 10/630/31.5 это вакуумные выключатели на 10 кВ, 1600А, 630А, 31.5 кА номинальный ток отключения. Производство Россия.

## 5.2 Выбор и проверка ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) - это РУ, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Достоинства КРУ: все элементы КРУ собираются в комплектные ячейки на заводе, включая оборудование высокого напряжения (сборные шины, опорные изоляторы, выключатели, трансформаторы тока и напряжения, соединительная ошиновка) и аппаратуру цепей управления, релейной защиты и блокировок. Полностью собранные ячейки устанавливаются на месте, к ним

подсоединяются отходящие воздушные или кабельные линии и трансформаторы, подключаются к источникам питания отдельные цепи и проверяется правильность их действия. Такой способ резко сокращает сроки сооружения РУ и объем монтажных работ на месте их установки;

Применение КРУ повышает безопасность персонала, так как все токоведущие части защищены от случайного прикосновения к ним и предусмотрены блокировки, не допускающие производства ошибочных операций. Шкафы КРУ любого типа состоят из корпуса, выкатной части и релейной камеры (шкафа). Выкатная часть представляет собой тележку, которая вместе с выключателем может выкатываться из камеры для ревизии, регулировки или ремонта. На тележках кроме выключателей устанавливают также трансформаторы напряжения, разрядники, выкатываемые для осмотра и ревизии. Выкатная часть подсоединяется к неподвижной части камеры с помощью съемных (штепсельных) контактов. Сборные шины монтируют на малогабаритных опорных изоляторах.

Измерительные приборы и приборы управления, релейной защиты и сигнализации размещены в верхней фасадной части камеры, а измерительные трансформаторы тока и кабельные вводы — в задней неподвижной части камеры.

Выбираем ячейки КРУ типа К-63 и комплектуем ее необходимым нам оборудованием (выбранным и проверенным).

Произведем выбор, а затем и проверку выключателей, которые встроены в установленное КРУ К-63.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

– напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}};$$

– длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}; k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$$

Проверка выключателей:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$$

Возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат}, \quad (28)$$

где  $i_{a.ном}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$\beta_{норм}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [17, с.238];

$i_{ат}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов.

$$\tau = t_{з min} + t_{с.в}, \quad (29)$$

где  $t_{з min}$  – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$  – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, \quad (30)$$

$$I_{вкл} \geq I_{п0}, \quad (31)$$

где  $i_{вкл}$  – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени  $\tau$ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 15,31 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,93 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{пт}=I_{п0}$ .

Определим номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА,} \quad (32)$$

Сведем все данные в таблицу.

Таблица 10 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1600 \text{ А}$	$I_{max}=1537 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт}=9,56 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном}=10,08 \text{ кА}$	$i_{ат}=12,8 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0}=9,56 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд}=17,968 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 27,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

### 5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

К установке принимаем трансформаторы тока (ТТ) с двумя вторичными обмотками, одна из предназначена для учета электрической энергии, а другая – для релейной защиты и автоматики.

Трансформаторы тока выбирают по:

- номинальному напряжению первичной обмотки;
- первичному и вторичному току;
- роду установки;
- конструкции;

- классу точности.

Для трансформаторов тока производят проверку на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Класс точности трансформатора тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5. Выбираем трансформаторы тока с номинальным вторичным током 5 А.

Выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЦ-10.

Вторичную нагрузку ТТ для присоединения ВГД 1А занесем в таблицу.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка ТТ для присоединения ВГД 1А

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
ВГД 1А	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	СЕ301 S31-003- JAVZ	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Условия выбора трансформатора тока занесены в таблицу 11, расчетные данные в которой взяты из пункта 4.

Таблица 12 – Выбор трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{Н} \geq U_{уст}$
$I_{Н} = 75 \text{ А}$	$I_{рmax} = 40.8 \text{ А}$	$I_{Н} \geq I_{рmax}$
$B_{кном} = 200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} = 136.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кн} \geq B_{кр}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 60.9 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$Z_{2ном} = 3 \text{ Ом}$	$Z_{2р} = 0.67 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_{2р}$

Вторичная нагрузка:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (33)$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (34)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность приборов;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}, \quad (35)$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ( $\rho = 0,0175$ ). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (36)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2, \quad (37)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}, \quad (38)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$z_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}$$

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Для остальных присоединений производим аналогичный выбор трансформаторов тока, данные заносим в таблицу.

Таблица 13 – Перечень выбранных трансформаторов тока



Названия присоединения	Расчетный ток, А	Тип трансформатора тока
ВГД 1А	47.6	ТОЛ-СЭЩ-10-75
ВГД 1Б	47.6	ТОЛ-СЭЩ-10-75
ВГД 1В	47.6	ТОЛ-СЭЩ-10-75
ВГД 1Г	47.6	ТОЛ-СЭЩ-10-75
ММТ 1А	47.6	ТОЛ-СЭЩ-10-75
ММТ 1Б	47.6	ТОЛ-СЭЩ-10-75
ММТ 1В	47.6	ТОЛ-СЭЩ-10-75
ММТ 1Г	47.6	ТОЛ-СЭЩ-10-75
ДС 1А (Иск)	73.3	ТОЛ-СЭЩ-10-100
ДС 1А (Пск)	37.2	ТОЛ-СЭЩ-10-75
ДС 1Б (Иск)	73.3	ТОЛ-СЭЩ-10-100
ДС 1Б (Пск)	37.2	ТОЛ-СЭЩ-10-75
ДВ 1А (Иск)	73.3	ТОЛ-СЭЩ-10-100
ДВ 1А (Пск)	37.2	ТОЛ-СЭЩ-10-75
ДВ 1Б (Иск)	73.3	ТОЛ-СЭЩ-10-100
ДВ 1Б (Пск)	37.2	ТОЛ-СЭЩ-10-75
Рабочий ввод	928	ТОЛ-СЭЩ-10-1600
Резервный ввод	928	ТОЛ-СЭЩ-10-1600

Выбираем класс точности первой обмотки 0.5 – для измерений и учета, а для второй обмотки 10Р – для релейной защиты и автоматики.

#### **5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения**

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах собственных нужд станции для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и стационарной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбирают по:

- номинальному напряжению;
- классу точности;
- схеме соединения обмоток;
- конструктивному выполнению;
- вторичной нагрузке;
- класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6.3-95-УХЛ2.

Таблица 14 – Данные для выбора трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$ , ВА	Число приборов
Вольтметр	СВ3121	4	2
Счетчик АМ, РМ	230	7.5	32

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб})^2 + (\sum S_{приб})^2}, \quad (39)$$

$$S_p = \sqrt{(4*2)^2 + (7.5*32)^2} = 240 \text{ ВА}$$

Сравнение данных расчета с каталогом представлены в таблице.

Таблица 15 – Выбор трансформатора напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.р}} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{НОМ.р}}$
$S_{\text{НОМ}} = 400 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ.р}} = 240 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{НОМ.р}}$

### 5.5 Выбор и проверка сборных шин

В закрытых РУ 6 кВ сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

Принимаем шину прямоугольного сечения алюминиевую марки АД31Т, параметры которой: 100 x 8;  $S = 800 \text{ мм}^2$ ;  $I_{\text{НОМ}} = 1625 \text{ А}$ .

Произведем проверку по термической стойкости исходя из расчетов тока короткого замыкания  $K_1$ :  $I_{\text{по}} = 22.1 \text{ кА}$ ;  $i_y = 60.9 \text{ кА}$ ;  $B_k = 136.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Минимальное сечение по условию термической стойкости [22]:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \text{ мм}^2, \quad (40)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{136.75 \cdot 10^6}}{91} = 128.5$$

где  $c = 91$ .

Так как сечение шин больше допустимого значит шины термически стойкие.

Принимаем расстояние между опорными изоляторами шин:  $L = 1,5 \text{ м}$ .

Проверка шин на электродинамическую стойкость:

$$l^2 \leq \sqrt{\frac{J}{q}} \cdot \frac{173,2}{L^2}, \quad (41)$$

$$l^2 \leq \sqrt{\frac{J}{q}} \cdot \frac{173,2}{1.5^2}$$

Момент инерции поперченного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы при расположении шин плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (42)$$

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 66,7 \text{ см}^4$$

Проведем механический расчет однополосной шины.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м определяется:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (43)$$

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{60,9^2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 445,468$$

где  $a$  – расстояние между фазами,  $a \gg 2(b+h)$ , принимаем 0,2 м.

Сила  $f$  создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10}, \quad (44)$$

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10} = \frac{445,468 \cdot 1,5^2}{10} = 67,395 \text{ Н/м.}$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами.

Напряжение в материале шин, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (45)$$

где  $W$  – момент сопротивления при горизонтальном расположении, вычисляется по выражению для однополюсных шин:

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{8^2 \cdot 0,6}{6} = 3,6 \text{ см}^3, \quad (46)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 60,9^2 \cdot 1,23^2}{3,6 \cdot 0,2} = 18,721 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если  $\delta_{\text{расч}} \leq \delta_{\text{доп}}$ , здесь  $\delta_{\text{доп}}$  – допустимое механическое напряжение в материале шины.

$$18,721 \leq 75;$$

$$0,7 \delta_{\text{разр}} \geq \delta_{\text{доп}},$$

$$91 \geq 75.$$

Все условия выполняются, шины выбраны верны.

Таблица 16 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 928 \text{ А}$	$I_{\text{дл.доп}} = 1625 \text{ А}$	$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{max}}$
$q_{\text{min}} = 128,5 \text{ мм}^2$	$q = 800 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\text{min}}$
$\sigma_{\text{расч}} = 18,721 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

## 5.6 Выбор и проверка изоляторов

В КРУ шины крепятся к конструкции на проходных и опорных изоляторах.

Изоляторы выбираются по следующим критериям.

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6 F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}}.$$

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{\text{расч}}$  не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{\text{разр}}$ .

Выбираем опорный изолятор типа ИОР-10-7,5 III УХЛ2 с  $F_{\text{разр}} = 7500 \text{ Н}$ .

При маркировке изолятора, для обозначения его характеристик, применяются следующие буквы:

- И – вид изделия – изолятор;
- О – тип изделия – опорный;
- Р – изолятор имеет ребристую поверхность;

Кроме буквенных обозначений для маркировки изоляторов применяются также числа. Первая цифра маркировки указывает номинальное рабочее напряжение в кВ, вторая обозначает минимальное усилие для разрушения при нагрузке на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot 1 \cdot 10^{-7}}{a}, \quad (47)$$

где  $i_y = 60.9$  (расчет тока короткого замыкания, пункт 4);

$l = 1.5$  м – расстояние между изоляторами;

$a = 0.2$  м – расстояние между фазами.

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot 1 \cdot 10^{-7}}{a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 60.9^2 \cdot 1,5 \cdot 10^{-7}}{0,2} = 481 \text{ Н}$$

$$F_{\text{расч.доп.}} = 0,6 * 7500 = 4500 \text{ Н}$$

Сравниваем  $F_{\text{расч}}$  и  $F_{\text{расч.доп.}}$ :

$$481 \leq 4500$$

Следовательно, изолятор выбран верно.

Выбор проходных изоляторов:

Выбираем изолятор типа ИП-10/3150-30 УХЛ2 с  $F_{\text{разр}} = 3150$  Н.

$$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А.}$$

Проходные изоляторы выбираются исходя из следующим условиям:

$$\text{Номинальное напряжение: } U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$\text{Допустимая нагрузка: } F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}};$$

$$\text{Номинальный ток: } I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}.$$

Расчетная сила для проходных изоляторов:

$$F_{\text{расч}} = \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot 1 \cdot 10^{-7}}{a}, \quad (48)$$

где  $i_y = 60.9$  (расчет тока короткого замыкания, пункт 4);

$l = 1.5$  м – расстояние между изоляторами;

$a = 0.2$  м – расстояние между фазами.

$$F_{\text{расч}} = \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot 1 \cdot 10^{-7}}{a} = \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 60.9^2 \cdot 1,5 \cdot 10^{-7}}{0,2} = 240.5 \text{ Н}$$

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 3150 = 1890 \text{ Н}$$

$$240.5 \leq 1890.$$

Расчетный ток протекающий по шинам секции  $I_p = 928$  А.

$$928 \leq 2000.$$

Все условия соблюдаются, изоляторы выбраны верно.

## 5.7 Выбор и проверка токопровода от реактора к шинам секции 1Р 6кВ

Токопровод – устройство, выполненное в виде дов с изоляторами и поддерживающими конструкциями, предназначенное для передачи и распределения электрической энергии в пределах электростанции или цеха.

Выбор и проверка токопровода аналогична выбору и проверки шин КРУ.

Занесем полученные данные в таблицу 16. Расчетные данные были посчитаны в пункте 4, расчетный ток посчитан в пункте 2.

Выбираем токопровод типа ТЗК-6-1600-81.

Т-токопровод, 3-закрытый, К- круглая оболочка.

Таблица 17 – Выбор токопровода

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{ном}} = 1600$ А	$I_p = 928$ А	$I_p \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{скв}} = 81$ кА	$i_{\text{уд}} = 60.9$ кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$

$I_{\text{ном.к.з}} 31.5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 22.1 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{ном.к.з}}$
--------------------------------------	-----------------------------------	---

Токопровод удовлетворяет условиям выбора.

### 5.8 Выбор реактора собственных нужд

Электродвигатели механизмов котлоагрегата являются электроприемниками I категории. Время без электроснабжения допускается только для работы автоматики АВР. Так как генераторное напряжение равно  $U_{\text{ген}}=6.3\text{кВ}$ , то трансформатор нам не нужен, выбираем сдвоенный реактор и запитываем секции 6 кВ: 1 РО, 1Р.

Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, что позволяет применять более легкие и дешевые выключатели и уменьшать площадь сечений кабеля, а, следовательно, удешевлять РУ и распределительные сети.

Для ограничения тока КЗ целесообразно иметь возможно большее индуктивное сопротивление реактора. Однако значение  $x_p$  должно быть ограничено допустимым значением потери напряжения в реакторе при нормальном режиме работы установки (1,5 – 2 % номинального).

Сдвоенные реакторы лишены недостатков групповых реакторов. К среднему выводу реактора присоединены источники питания, а потребители подключаются к крайним выводам. Сдвоенные реакторы характеризуются номинальным напряжением, номинальным током ветви и сопротивлением одной ветви, при отсутствии тока в другой. При эксплуатации стремятся к равномерной загрузке ветвей ( $I_1 = I_2 = I$ ).

При КЗ за одной из ветвей ток в ней значительно превышает ток в неповрежденной ветви. Влияние взаимной индукции мало, и  $x_p = x_v$ , т.е. сопротивление реактора при КЗ вдвое больше, чем в номинальном режиме.

Рабочее питание всех видов электроприемников собственных нужд, включая и особо ответственные, осуществляют путем отбора мощности на генераторном напряжении главной электрической схемы с помощью понижающих трансформаторов или реакторов. Последние работают отдельно,



чем достигается ограничение токов короткого замыкания в сети собственных нужд и уменьшение влияния КЗ на сети, подключенные к другим секциям.

Выбор реактора.

Условия выбора реактора:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сис}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_p;$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$I_{\text{тер., норм}}^2 \cdot t_{\text{тер., норм}} \geq B_k.$$

Рассчитаем ток, потребляемый ЭП 6 кВ:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (49)$$

где  $S_p$  - расчетная полная мощность нагрузки секции 1Р, в соответствии с пунктом 3;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение = 6.3 кВ.

$$I_p = \frac{10123}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 928 \text{ А.}$$

Известно, что набор оборудования на секции 1РО имеет такую же суммарную мощность что и оборудование секции 1Р, следовательно, ток секций равен.

Выбираем реактор типа: РБСГ 10-2Х1600-0.14УХЛ (реактор бетонный, сдвоенный, горизонтальное исполнение обмоток, естественное охлаждение).

$$10 \text{ кВ} \geq 6.3 \text{ кВ}$$

$$1600 \text{ А} \geq 928 \text{ А}$$

Проверку на токи термической и динамической стойкости проверим после расчета токов короткого замыкания.

Технические данные реактора:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{дл. доп.}} = 2 \cdot 1600 \text{ А};$$

$$I_{\text{эл. дин}} = 79 \text{ кА};$$

$$I_{\text{тер.}} = 31,5 \text{ кА};$$

$$t_{\text{тер.стойк.}} = 8 \text{ с.}$$

Для резервного питания секции 1Р используется существующий резервный трансформатор собственных нужд (РТСН) ТРДН 25000/110 (трехфазный с расщепленной обмоткой НН, с принудительным дутьем и естественной циркуляцией масла, с РПН).

Резервное питание ответственных и неответственных электроприемников собственных нужд станции обеспечивают также отбором мощности от главной электрической схемы при соблюдении условия, что места присоединения цепей резервного питания должны быть независимы от мест присоединения цепей рабочего питания [24].

Для особо ответственных потребителей собственных нужд предусматривают независимый дополнительный источник энергии. В качестве резервного источника питания собственных нужд, что также уже упоминалось ранее, применяется резервный трансформатор собственных нужд, подключенный к одной из системы шин 110 кВ.

Проверяем трансформатор на загрузку в после аварийном режиме, когда рабочее питание исчезло по какой-либо причине и с помощью автоматики АВР секция перешла на резервное питание:

$$k_3 = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{\text{тр}}}, \quad (50)$$

где  $P_{\Sigma p}$  - данные согласно таблицы 6,

$Q_{\Sigma p}$  - данные согласно таблицы 6,

$S_{\text{тр}}$  - полная мощность трансформатора РТСН.

$$k_3 = \frac{\sqrt{8603^2 + 5335^2}}{25000} = 0.4$$

$$0.4 \leq 1.4$$

Согласно данным преддипломной практике, проходимой на БТЭЦ:

Трансформатор РТСН запрещается загружать более чем двумя секциями собственных нужд.

Следовательно, проверяем трансформатор на загрузку, когда секции 1РО, 1Р запитаны от резервного ввода.

$$k_{3.авр} = \frac{\sqrt{P_{p.сек.1P} + P_{сек.1PO}^2 + Q_{p.сек.1P} + Q_{сек.1PO}^2}}{S_{тр}}, \quad (51)$$

где  $P_{p.сек.1P}$  - активная расчетная мощность секции 1Р;

$P_{сек.1PO}$  - активная мощность секции 1РО;

$Q_{p.сек.1P}$  - реактивная расчетная мощность секции 1Р;

$Q_{сек.1PO}$  - реактивная мощность секции 1РО;

$S_{тр}$  - полная мощность трансформатора РТСН.

$$k_{завр} = \frac{20245.9}{25000} = 0.8.$$

$$0.8 \leq 1.4$$

Трансформатор выбран верно.

## 6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ РУ СН КОТЛОАГРЕГАТА №1

В электроустановках 6 кВ с изолированной нейтралью, сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть:

$$R_3 \leq 250 / I_3, \quad (52)$$

где  $I_3 = 1.48$  А – ток замыкания на землю.

$$R_3 \leq 168.9 \text{ Ом}$$

Сопротивление электроустановок 6-35 кВ не должно превышать 10 Ом.

В качестве естественных заземлителей используют:

- проложенные в земле водопроводные и другие металлические трубопроводы различных жидкостей и газов, кроме горючих и взрывоопасных;
- металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей;
- свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле; рельсовые пути магистральных неэлектрифицированных железных дорог, подъездные пути и др.

Для искусственных заземлителей применяются обычно вертикальные и горизонтальные электроды. В качестве вертикальных электродов используются стальные трубы и прутки, а также угловая сталь длиной не менее 2,5-3 м. Верхние концы погруженных в землю вертикальных электродов соединяют стальной полосой с помощью сварки: образуется так называемый контур заземления.

Для заземления электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители. Использование естественных заземлителей экономически весьма эффективно, так как позволяет экономить металл, а также и трудозатраты на сооружение искусственных заземлителей. Естественные заземлители можно использовать без искусственных, если они обеспечивают требуемое ПУЭ сопротивление растеканию.

Заземляющие проводники выполняются обычно из полосовой стали. Они прокладываются открыто по стенам и другим конструкциям зданий на металлических опорах. В качестве заземляющих проводников допускается использовать различные металлические конструкции, в том числе фермы и колонны зданий, подкрановые пути, шахты подъемников, стальные трубы электропроводок, алюминиевые оболочки кабелей, обрамление кабельных каналов и т. п.

В производственных помещениях заземляющие проводники с двумя или более ответвлениями образуют магистраль заземления. Присоединение заземляющего оборудования к магистрали заземления осуществляется отдельными проводниками. Последовательное включение заземляемых корпусов не допускается. Неравномерность распределения потенциалов на поверхности земли над заземлителем и вокруг него создает опасные напряжения шага и прикосновения. Для выравнивания потенциалов в таких случаях заземлитель можно выполнить в виде сетки из горизонтальных элементов, прокладываемых в земле вдоль и поперек территории электроустановки и соединяемых сваркой в местах пересечений.

В качестве естественного заземлителя используем свинцовую оболочку и броню кабелей 6 кВ, общей длиной 750 м, проложенных в земле. Сопротивление растеканию тока с оболочки кабеля  $R = 2$  Ом; с учетом коэффициента сезонности и горизонтальных заземлителей:  $K_{сез} = 3,5$ , отсюда:

$$R_e = K_{сез} \cdot R = 3,5 \cdot 2 = 7 \text{ Ом}$$

Находим общее сопротивление необходимых искусственных заземлителей:

$$R_{иск} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} = \frac{7 \cdot 4}{7 - 4} = 9,33 \text{ Ом}, \quad (53)$$

В качестве искусственного заземлителя применяем вертикальные заземлители – стержни длиной 5 м, диаметром 12 мм на расстоянии 5 м друг от друга и стальную полосу 25x4 мм на глубине 0.7 м, соединяющую стержни.

Сопротивление одного стержня [11]:

$$R_{\theta} = 0,27 \cdot P_{расч}, \quad (54)$$

где  $P_{расч} = K_{сез} \cdot P$ ;

$K_{сез} = 1,45$  для вертикальных заземлителей:  $\rho = 100$  Ом·м для суглинка [11].

$$P_{расч} = 1,45 \cdot 100 = 145 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_{\theta} = 0,27 \cdot 145 = 39,15 \text{ Ом}$$

Примем предварительное количество стержней = 10, тогда  $\eta_{\theta} = 0,59$ .

Отсюда:

$$n_{\theta} = \frac{r_{\theta}}{R_{иск} \cdot \eta_{\theta}} = \frac{39,15}{9,33 \cdot 0,59} = 7,11$$

Принимаем количество стержней = 7, тогда  $\eta'_{\theta} = 0,64$ , отсюда сопротивление заземлителей:

$$R_{\theta} = \frac{r_{\theta}}{n \cdot \eta'_{\theta}} = \frac{39,5}{7 \cdot 0,64} = 8,73 \text{ Ом}, \quad (55)$$

$$8,73 \text{ Ом} \leq 10 \text{ Ом}.$$

Что удовлетворяет условиям ПУЭ.

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОПН СЕКЦИИ 6 КВ МЕХАНИЗМОВ КОТЛОАГРЕГАТА №1

Основными параметрами ОПН являются:

– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя,  $U_{нрo}$ . Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

– номинальный разрядный ток,  $I_n$ . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению  $I_n$  ограничители перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20 кА;

– удельная энергоемкость,  $w_{уд}$ . Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до  $60^{\circ}C$  и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока  $I_{пи}$  длительностью  $T_{пи}=2000$  мкс, к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения  $U_{ост к}$ , кВ. Коммутационный импульс тока  $I_k$  имеет временные параметры 30/60 мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозовых перенапряжений  $U_{ост г}$ . Грозовой импульс тока  $I_g$  имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности  $I_{вб}$ , кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения крышки ограничителя;

– ток пропускной способности  $I_{п}$ , кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции  $l_{ут}$ , мм.

Основным параметром для выбора ОПН является длительно допустимое рабочее напряжение, условие выбора которого:

$$U_{\text{нрo}} > U_{\text{нc}} , \quad (56)$$

где  $U_{\text{нc}}$  – наибольшее рабочее напряжение сети.

Критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы тока коммутационного перенапряжения без потери рабочих качеств.

Выбираем ОПН-РТ/TEL-6/6,9 УХЛ2 и устанавливаем его на шины 6 кВ.

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности  $I_{\text{вб}}$  на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, для точки подключения ограничителя.

$$I_{\text{вб}} > (1,15 - 1,20) I_{\text{кз}} , \quad (57)$$

$$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot 10,4 = 12,48 \text{ кА}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН-РТ/TEL-6/6,9 УХЛ2 составляет 20 кА, что удовлетворяет приведенному выше условию.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot U_{\text{нрo}} \cdot K_{8/20} , \quad (59)$$

где  $K_{8/20}$  – кратность ограничения грозовых импульсов, согласно [5]

$$K_{8/20} = 2,1.$$

$$U = \frac{6,3}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 127} = 6 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле [8, с. 158]:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} , \quad (60)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;

$c$  – скорость распространения волны;



$l$  – длина защищенного подхода.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 0,7 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (61)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений,  $U = 47,8 \text{ кВ}$ ;

$U_{\text{ост}}$  – остающееся напряжение на ограничителе,  $U_{\text{ост}} = 31 \text{ кВ}$ ;

$Z$  – волновое сопротивление линии,  $Z = 470 \text{ Ом}$ .

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

$$\mathcal{E} = \frac{(47,8 - 31)}{470} \cdot 31 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 2 = 3,1 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{3,1}{6} = 0,52 \text{ кДж/кВ.}$$

Удельная энергоемкость выбранного ОПН составляет 5 кДж/кВ (1 класс по энергоемкости), что удовлетворяет условию по энергоемкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоемкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки РТ/ТЕL–6/6.9 УХЛ2 с классом напряжения 6 кВ.

## 8 КОМПОНОВКА РУ СН КОТЛОАГРЕГАТА №1 И ЕГО КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ

Компоновка и конструктивное исполнение РУСН секции 1Р.

Распределительное устройство собственных нужд – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, электрические аппараты, шины, вспомогательные устройства.

Распределительное устройство должно обеспечивать надежность работы электроустановки, что может быть выполнено только при правильном выборе и расстановке электрооборудования.

Типовая ячейка КРУ состоит из четырёх основных отсеков:

- линейного (кабельного),
- релейного(низковольтного),
- отсека выключателя (высоковольтного),
- отсека сборных шин.

В релейном отсеке располагается низковольтное оборудование: устройства РЗиА, переключатели, рубильники. На двери релейного отсека, как правило, располагаются светосигнальная арматура, устройства учёта и измерения электроэнергии, элементы управления ячейкой.

В высоковольтном отсеке располагается силовой выключатель. Иногда отсек выполняют с выкатным элементом, на котором и устанавливается выключатель.

В отсеке сборных шин располагаются силовые шины, из которых состоит секция РУ. Линейный отсек служит для размещения измерительных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ОПН. Устройство распределительное 6 кВ представляет собой металлоконструкцию, выполненную из высококачественной стали с алюцинковым покрытием. Соединения выполнены при помощи стальных вытяжных заклепок и резьбовых соедине-

ний. Наружные элементы конструкции окрашены методом порошкового напыления.

Каркас шкафа разделен металлическими перегородками на релейный отсек, отсек выдвижного элемента, отсек сборных шин и отсек линейных шин и трансформаторов тока.

При перемещении выдвижного элемента в ремонтное положение автоматический шторный механизм закрывает доступ к токоведущим элементам. Перемещение выдвижного элемента из рабочего положения в контрольное и обратно при закрытых дверях отсека выключателя ручным или электромоторным приводом.

Запатентованная конструкция шкафа КРУ предусматривает легкий доступ к трансформаторам напряжения и кабельным разделам, удобное обслуживание вторичных цепей трансформаторов тока, а также пофазную замену самих трансформаторов тока со стороны фасада шкафа без демонтажа элементов конструкции.

При наличии заднего коридора обслуживания можно применять шкафы, оборудованные второй дверцей кабельного отсека, расположенной с тыльной стороны шкафа. Такое исполнение шкафа дает максимальное удобство при монтаже силовых кабелей и обеспечивает доступ в кабельный отсек как с фасадной, так и с задней стороны КРУ.

Обслуживание РУ должно быть удобным и безопасным. Размещение оборудования в РУ должно обеспечивать хорошую обзораемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Компонуют РУСН ячейками 6 кВ типа К- 63. Питание секция получает с реактора, который установлен за пределами РУСН электрическая связь реактора и РУСН это токопровод.

Все токоведущие части должны быть закрыты. Ширина прохода для управления и ремонта КРУ должна быть обеспечивать удобство перемещения и разворота выкатных тележек. Ячейки будут устанавливаться в два ряда, ряды между собой соединяются соединительным мостом.

## 9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 КВ

### 9.1 Выбор марки и сечения КЛ

Кабель – это готовое заводское изделие, состоящее из изолированных токоведущих, жил, заключённых в защитную герметичную оболочку, которая может быть защищена от механических повреждений броней. Защитная герметичная оболочка кабеля предохраняет изоляцию от вредного действия влаги, газов, кислот и механических повреждений. Для электроснабжения собственных нужд БТЭЦ выбраны кабели с поливинилхлоридной изоляцией.

Кабельные прокладки требуют меньших площадей по сравнению с воздушными и могут применяться при любых природных и атмосферных условиях. Трасса кабельных линий выбирается кратчайшая с учётом наиболее дешёвого обеспечения их защиты от механических повреждений, коррозии, вибрации, перегрева и от повреждений при возникновении электрической дуги в соседнем кабеле. Прокладываем кабель в кабельных полуэтажах.

Для всех присоединений принимаем трехжильный кабель марки АВВГ.

Выберем кабель для присоединения ВГД 1А:

$$I_p = 37.2 \text{ А.}$$

Выбираем сечение равное  $50 \text{ мм}^2$ .

Проверим выбранное сечение по потери напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi), \quad (62)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление кабеля, Ом/км;

$x_0$  – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км;

$l$  – длина кабельной линии = 40м (исходя из плана расположения оборудования).

$$\Delta U = 1,73 \cdot 37.2 \cdot 0,04 \cdot (0,245 \cdot 0,91 + 0,080 \cdot 0,4146) = 0.6 \text{ В}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% , \quad (63)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение.

$$\Delta U\% = \frac{0,6}{6000} \cdot 100\% = 0,01\%,$$

$$0,01\% < 4,4\%.$$

Потери в кабели не должны превышать 4.4%.

Все условия выполняются, значит сечение выбрано правильно.

Для остальных присоединений кабель выбирается аналогично, сведем данные в таблицу.

Таблица 18 – Первоначальный перечень выбранных кабельных линий

Присоединение	Марка и сечение кабеля
1	2
ВГД 1А	АВВГ (3*50)
ВГД 1Б	АВВГ (3*50)
ВГД 1В	АВВГ (3*50)
ВГД 1Г	АВВГ (3*50)
ММТ 1А	АВВГ (3*50)
ММТ 1Б	АВВГ (3*50)
ММТ 1В	АВВГ (3*50)
ММТ 1Г	АВВГ (3*50)
ДС 1А (Iск)	АВВГ (3*70)
ДС 1А (IIск)	АВВГ (3*50)
ДС 1Б (Iск)	АВВГ (3*70)
ДС 1Б (IIск)	АВВГ (3*50)
ДВ 1А (Iск)	АВВГ (3*70)
ДВ 1А (IIск)	АВВГ (3*50)
ДВ 1Б (Iск)	АВВГ (3*70)
ДВ 1Б (IIск)	АВВГ (3*50)

## 9.2 Проверка на действие токов КЗ

Проверим на термической стойкости кабель действием тока короткого замыкания.

Данные теплового импульса возьмем с расчета тока короткого замыкания.

$$W_{кр} = 136.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m} \text{ мм}^2, \quad (64)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{136.75 \cdot 10^6}}{75} = 146 \text{ мм}^2$$

Увеличиваем наши сечения кабелей до ближайшего большего 150 мм<sup>2</sup>.

Так как сечения изменились составим новую таблицу.

Таблица 19 – Перечень выбранных кабельных линий

Присоединение	Марка и сечение кабеля	Длина кабеля, м
1	2	3
ВГД 1А	АВВГ (3*150)	40
ВГД 1Б	АВВГ (3*150)	42
ВГД 1В	АВВГ (3*150)	44
ВГД 1Г	АВВГ (3*150)	46
ММТ 1А	АВВГ (3*150)	80
ММТ 1Б	АВВГ (3*150)	82
ММТ 1В	АВВГ (3*150)	84
ММТ 1Г	АВВГ (3*150)	86
ДС 1А (Иск)	АВВГ (3*150)	120
ДС 1А (Пск)	АВВГ (3*150)	120
ДС 1Б (Иск)	АВВГ (3*150)	124
ДС 1Б (Пск)	АВВГ (3*150)	124

ДВ 1А (Иск)	АВВГ (3*150)	100
-------------	--------------	-----

Продолжение таблицы 19

1	2	3
ДВ 1А (Иск)	АВВГ (3*150)	100
ДВ 1Б (Иск)	АВВГ (3*150)	104
ДВ 1Б (Иск)	АВВГ (3*150)	104

### 9.3 Конструктивное исполнение и прокладка

Силовые кабели 6 кВ из ячейки уходят в кабельный полуэтаж откуда расходятся по котельному цеху в лотках закрытого типа. Лотки герметично закрыты так как в котельном цехе присутствует большая концентрация угольной пыли, которая пожаро- и взрывоопасная. Два раза в месяц кабельные трассы и лотки должны проходить помывку от угольной пыли.

Таким образом прокладывают кабель в кабельном полуэтаже.

По всей длине КЛ каждые 50 метров устанавливают огнезащитную перегородку.

Кабельные сооружения всех видов должны выполняться с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в размере 15 % количества кабелей, предусмотренного проектом (замена кабелей в процессе монтажа, дополнительная прокладка в последующей эксплуатации и др.).

Кабельные этажи, туннели, галереи, эстакады и шахты должны быть отделены от других помещений и соседних кабельных сооружений негоряемыми перегородками и перекрытиями с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Такими же перегородками протяженные туннели должны разделяться на отсеки длиной не более 150 м при наличии силовых и контрольных кабелей и не более 100 м при наличии маслonaполненных кабелей. Площадь каждого отсека двойного пола должна быть не более 600 м<sup>2</sup>.

Двери в кабельных сооружениях и перегородках с пределом огнестойкости 0,75 ч должны иметь предел огнестойкости не менее 0,75 ч в электроустановках, 0,6 ч в остальных электроустановках.

Выходы из кабельных сооружений должны предусматриваться наружу или в помещения с производствами категорий Г и Д. Количество и расположение выходов из кабельных сооружений должно определяться, исходя из местных условий, но их должно быть не менее двух. При длине кабельного сооружения не более 25 м допускается иметь один выход.

Двери кабельных сооружений должны быть samozакрывающимися, с уплотненными притворами. Выходные двери из кабельных сооружений должны открываться наружу и должны иметь замки, отпираемые из кабельных сооружений без ключа, а двери между отсеками должны открываться по направлению ближайшего выхода и оборудоваться устройствами, поддерживающими их в закрытом положении.

Проходные кабельные эстакады с мостиками обслуживания должны иметь входы с лестницами. Расстояние между входами должно быть не более 150 м. Расстояние от торца эстакады до входа на эстакаду не должно превышать 25 м.

Пересечения кабелями проходов должны выполняться на высоте не менее 1,8 м от пола.

Параллельная прокладка кабелей над и под маслопроводами и трубопроводами с горючей жидкостью в вертикальной плоскости не допускается.

Прокладка кабелей в полу и междуэтажных перекрытиях должна производиться в каналах или трубах; заделка в них кабелей наглухо не допускается. Проход кабелей через перекрытия и внутренние стены может производиться в трубах или проемах; после прокладки кабелей зазоры в трубах и проемах должны быть заделаны легко пробиваемым несгораемым материалом.



## 10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ОБОРУДОВАНИЯ ТП, ИХ КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ

Правильный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов на промышленных предприятиях является одним из основных вопросов рационального построения СЭС. В нормальных условиях СТ должны обеспечивать питание всех ЭП предприятия. Как правило, трансформаторов на подстанциях должно быть не более двух. Выбор мощности трансформаторов производится исходя из расчётов нагрузки объекта электроснабжения, числа часов использования максимума нагрузки  $\tau_{\max}$ .

Темпов роста нагрузок, стоимости электроэнергии, допустимой нагрузки трансформаторов и их экономической загрузки.

На двух трансформаторных подстанциях следует стремиться применять однотипные трансформаторы одинаковой мощности для упрощения замены в случае выхода одного из строя, а также для сокращения номенклатуры складского резерва.

Если известны: расчётная максимальная мощность объекта  $S_{расч}$  и коэффициент допустимой перегрузки  $K_{заг}$ , то номинальная мощность трансформатора:

$$S_{ном.тр.} = \frac{S_{расч.}}{n * K_{заг.}}, \quad (65)$$

где  $n$  – число трансформаторов.

Нагрузка трансформаторов мощностью выше номинальной, допускается только при исправной и полностью включенной системе охлаждения трансформатора (вентиляторы дутья, резервные охладители и т.п.).

Для потребителей первой категории обязательно ставится двух трансформаторная подстанция с коэффициентом загрузки 0,6–0,7.

По мощности цеха  $S_p$ , выбираем ближайшую по шкале мощность трансформатора и рассчитываем коэффициенты загрузки для нормального и аварийного режима работы, а также находим активные и реактивные потери.

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{mp}} - \text{для нормального режима работы, где } S_{mp} - \text{мощность}$$

трансформатора.

$$K_{3a} = \frac{1,4 \cdot S_p}{S_{mp}} - \text{для аварийного режима работы, где } 1,4 - \text{коэффициент пе-}$$

регрузов в аварийном режиме.

Выбираем трансформаторы для РУ СН.

Рассчитываем номинальную мощность трансформатора:

$$S_{н.мп.} = \frac{S_p}{n \cdot K_{заг}} = \frac{1440,1}{2 \cdot 0,7} = 1028,6 \text{ кВ}\cdot\text{А,}$$

где  $S_p = 1440,1$  кВА [соответствует значению из таблицы 7].

Намечаем 2 варианта мощности трансформаторов:

1 Вариант – ТСЗ-1000/6;

2 Вариант – ТСЗ-1600/6.

1 Вариант:

Рассчитываем коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{mp}} = \frac{1440,1}{2 \cdot 1000} = 0,72$$

Рассчитываем коэффициент загрузки в после аварийном режиме:

$$K_{3.a.} = \frac{1,4 \cdot S_p}{2 \cdot S_{mp}} = \frac{1,4 \cdot 1440,1}{2 \cdot 1000} = 1,008$$

2 Вариант:

Рассчитываем коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{mp}} = \frac{1440,1}{2 \cdot 1600} = 0,45$$

Рассчитываем коэффициент загрузки в после аварийном режиме:

$$K_{3.a.} = \frac{1,4 \cdot S_p}{2 \cdot S_{mp}} = \frac{1,4 \cdot 1440,1}{2 \cdot 1600} = 0,63$$

Выбираем первый вариант: ТСЗ-1000/6.

# 11 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ХИМИЧЕСКОГО ЦЕХА БТЭЦ

## 11.1 Описание принятой схемы

Электрическое снабжение химического цеха осуществляется с РУСН ХВО (распределительное устройство собственных нужд химической водоочистки). В РУСН ХВО установлены три трансформатора (трансформаторы химической водоочистке). Трансформаторы 6/0.4 кВ запитаны с РУСН ГК (распределительное устройство собственных нужд главного корпуса) секций 1РО, 1Р, 1РСШ – 6кВ [графическая часть, лист 5].

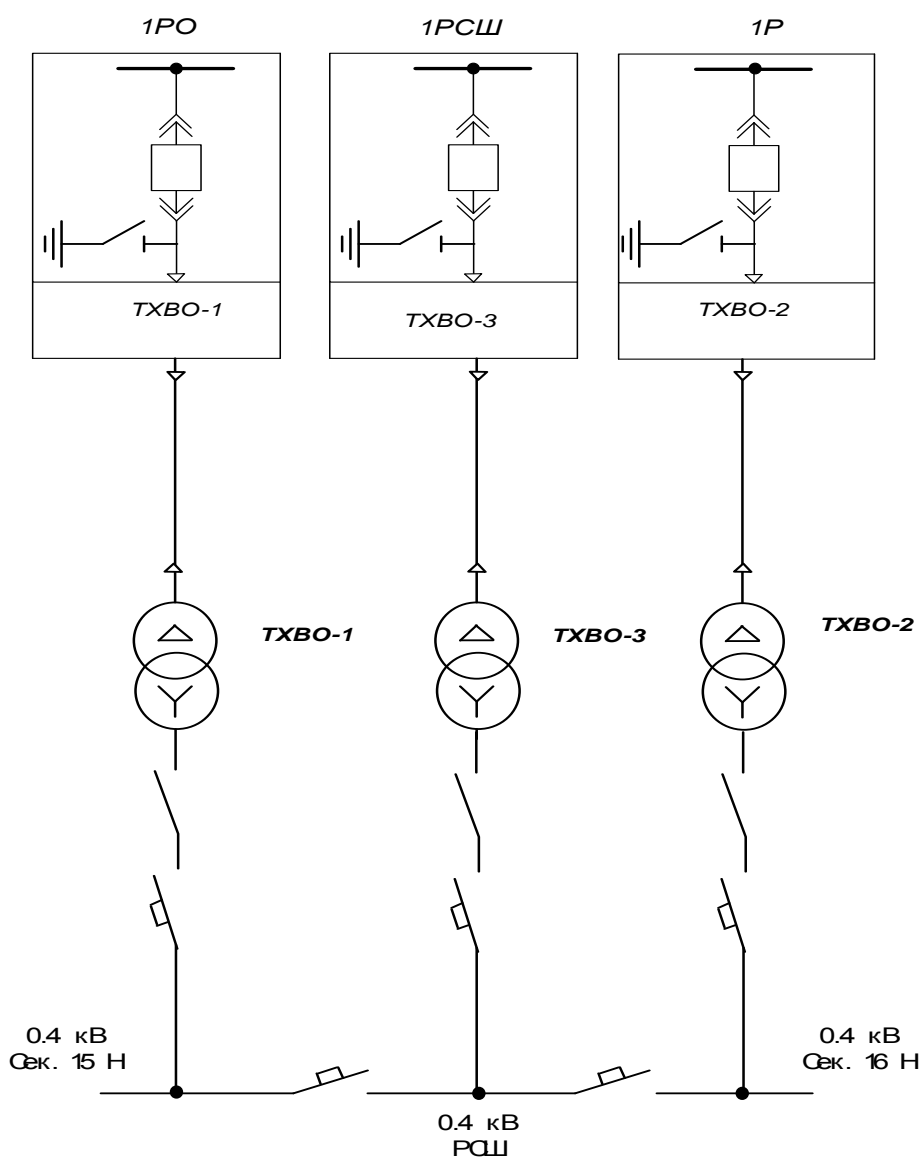


Рисунок 4 – Схема электроснабжения РУСН ХВО

Данную схему оставляем прежней. Потому что такая схема является универсальной для эксплуатации. При выходе из строя рабочего трансформатора секции, секция получит питание с резервного трансформатора. При выходе из строя двух любых рабочих трансформаторов секций, обе секции получают питание от третьего трансформатора, который рассчитан на такую нагрузку.

## 11.2 Выбор сечений кабельных линий

Выбор и проверка кабельных линий осуществляется аналогично выбору, произведенному в разделе 9.

Определяем сечение проводников для каждого электроприемника.

Согласно ПУЭ [9] выбираем кабели с алюминиевыми жилами.

Выбранные сечения проводников заносим в таблицу.

Таблица 20 – Марка и сечение проводов, диаметр труб

№ ЭП	Марка провода	$I_{\text{раб}}$	$I_{\text{доп}}$	Труба **, Øмм
1	2	3	4	5
1	АВВГ* (3X16+1X10)	83,9	90	32
2	АВВГ(3X16+1X10)	83,9	90	32
3	АВВГ(3X6+1X4)	43,9	46	25
4	АВВГ(3X150+1X75)	313,4	335	50
5	АВВГ(3X150+1X75)	313,4	335	50
6	АВВГ(3X6+1X4)	43,9	46	25
7	АВВГ(3X6+1X4)	43,9	46	25
8	АВВГ(3X70+1X50)	178	210	32
9	АВВГ(3X35+1X25)	130,6	140	32
10	АВВГ(3X10+1X6)	52,2	70	25
11	АВВГ(3X10+1X6)	52,2	70	25
12	АВВГ(3X10+1X6)	52,2	70	25

13	АВВГ(3X6+1X4)	43,9	46	25
----	---------------	------	----	----

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
14	АВВГ(3X185+1X100)	384,6	390	50
15	АВВГ(3X185+1X100)	384,6	390	50
16	АВВГ(3X10+1*6)	68,5	70	-
17	АВВГ(3X10+1*6)	68,5	70	-
18	АВВГ(3X2,5+1X1,5)	7,8	15	15
19	АВВГ(3X2,5+1X1,5)	7,8	15	15
20	АВВГ(3X2,5+1X1,5)	7,8	15	15
21	АВВГ(3X2,5+1X1,5)	7,8	15	15
22	АВВГ(3X2,5+1X1,5)	7,8	15	15
РЦ-1	АВВГ(3X120+1X70)	273,8	335	50
РЦ-2	АВВГ(3X120+1X70)	280,5	335	50

\*Алюминиевый, поливинилхлоридная оболочка, без джутовой оплетки [11].

\*\*Так как среда в цехе агрессивная прокладывать кабеля будем в поливинилхлоридных трубах.

Проверку выбранных кабелей по термической стойкости проводим после расчета токов КЗ.

### 11.3 Выбор РУ СН 0,4 кВ и его конструктивное исполнение

РУСН ХВО находится в соседнем помещении от химического цеха в помещении находятся три сухих трансформатора собственных нужд и три секции 0.4 кВ на каждый трансформатор по одной секции. Одна из блока трансформатор - секция является резервным питанием.

Модификация ЭС – для электрических станций – с разделением кабелей, выдвижными блоками релейных отсеков и выкатными аппаратами вводных, секционных шкафов и шкафов отходящих линий.

### 11.4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ

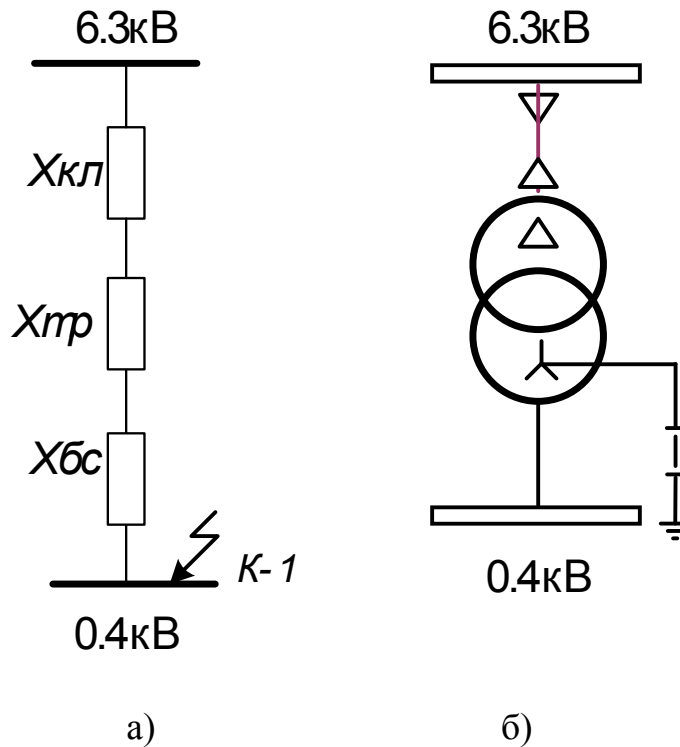


Рисунок 5 – а) схема замещения; б) расчетная схема

Примем  $S_{\sigma} = 1 \text{ МВ}\cdot\text{А}$  и приведем сопротивление схемы замещения к базовым условиям по [11]:

$$x_{mp} = \frac{x_T \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{1,875 \cdot 5,5}{100} \cdot \frac{1}{1} = 0,103$$

$$x_4 = x_1 + x_2 + x_3 = 0,0036 + 0,0062 + 0,103 = 0,113.$$

При  $I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2,3 \text{ кА}$ , начальное значение периодической составляющей тока внешней сети [11] будет равно:

$$I_{n,0,c} = \frac{I_{\sigma}}{x_4} = \frac{2,3}{0,113} = 20,3 \text{ кА}.$$

Учтем влияние группы электродвигателей [11]:

$$I_{n,0,\delta} = 4 \cdot \frac{\sum P_{\text{н.м.нас.}}}{U_{\text{н.м}}} = 4 \cdot \frac{654,8}{400} = 6,5 \text{ кА.}$$

Суммарное начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,0} = I_{n,0,c} + I_{n,0,\delta} = 20,3 + 6,5 = 26,8 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ [11]:

$$i_y = i_{y,c} + i_{y,\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y,c} \cdot I_{n,0,c} + \sqrt{2} \cdot k_{y,\delta} \cdot I_{n,0,\delta}$$

Значения ударного коэффициента и постоянной времени  $T_a$  для заданной мощности трансформатора определим из кривых [11]:

$$k_{y,c} = 1,93; T_{a,c} = 0,045 \text{ с.}$$

Значения ударного коэффициента и постоянной времени периодической составляющей тока  $T'_{\delta}$ , постоянной времени аperiodической составляющей тока  $T_{a,\delta}$ , возьмем из значений рекомендуемых нормативами [11]:

$$k_{y,\delta} = 1,65; T'_{\delta} = 0,07 \text{ с}; T_{a,\delta} = 0,04 \text{ с.}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,93 \cdot 20,3 + \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 6,5 = 70,6 \text{ кА.}$$

### 11.5 Проверка выбранных кабелей по термической стойкости

Для проверки по термической стойкости кабеля определяем тепловой импульс тока КЗ [11]:

$$B_k = I_{n,0,c}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{a,cx}) + I_{n,0,\delta}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{\delta} + T_{a,cx}) + 2 \cdot I_{n,0,\delta} \cdot I_{n,0,c} \cdot (T'_{\delta} + T_{a,cx}), \quad (66)$$

где значения  $T_{a,cx} = 0,043 \text{ с}$  [9],  $t_{\text{отк}} = 12 \text{ с}$  [9].

$$T_{a,cx} = \frac{T_{a,c} \cdot I_{n,0,c} + T_{a,\delta} \cdot I_{n,0,\delta}}{I_{n,0,c} + I_{n,0,\delta}} = \frac{0,045 \cdot 20,3 + 0,04 \cdot 6,5}{20,3 + 6,5} = 0,043 \text{ с.}$$

$$t_{\text{отк}} = t_{p.з} + t_{\text{отк.В}} = 0,02 + 0,09 = 0,12 \text{ с.}$$

$B_k = 20,3^2 \cdot (0,12 + 0,043) + 6,5^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,043) + 2 \cdot 6,5 \cdot 20,3 \cdot (0,07 + 0,043) = 100,1 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$   
 Минимальное сечение по термической стойкости [11]:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{100,1 \cdot 10^6}}{75} = 133,4 \text{ мм}^2, \quad (67)$$

где  $C = 75$  – для кабелей с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией [11].

Исходя из расчета принимаем минимальное сечение кабеля  $150 \text{ мм}^2$ .

В связи с этим для РЩ-1;2 и ЭП №1;7 принимаем кабель АВВГ(3х150+1х50) [11].

Произведём проверку выбранного кабеля по допустимой потере напряжения.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi), \quad (68)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление кабеля, Ом/км;

$x_0$  – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

$$\Delta U = 1,73 \cdot 130,6 \cdot 0,150 \cdot (0,245 \cdot 0,91 + 0,080 \cdot 0,4146) = 8,7 В$$

Расчётное значение потерь напряжения сравниваем с допустимым значением:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (69)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение высокой стороны.

$$\Delta U \% = \frac{8,6}{400} \cdot 100\% = 2,17\%.$$

Расчётное значение потерь напряжения меньше допустимого, следовательно, марка и сечение кабеля выбраны правильно

### **11.6 Выбор и проверка коммутационно-защитной аппаратуры**

Для крупного ЭП НДВТ-2 в качестве защитного аппарата принимаем автоматический выключатель серии ВА 51 с тепловым и электромагнитным расцепителем.

$$U_H \geq U_c$$

$$0,66 \text{ кВ} \geq 0,4 \text{ кВ};$$

$$I_H \geq I_p$$

$$400 \text{ А} \geq 244 \text{ А};$$

По условию [11]:

$$I_{сраб.комб.рег.} \geq 1,25 \cdot I_{ном}$$

По условию недопустимости срабатывания электромагнитного расцепителя [11]:



$$I_{уст.э.о.} \geq 1,2 \cdot I_{лик.}$$

Выбираем автоматический выключатель [11] ВА-51-400 с номинальным током 400 А, с тепловым (полупроводниковым) расцепителем:

$$I_{сраб.теп.р.} = 400A > 1,25 \cdot 245 = 306A$$

и с электромагнитным расцепителем:

$$I_{уст.э.о.} = 4000A > 1,2 \cdot 1708 = 2050A$$

Чувствительность току однофазного замыкания в конце зоны защиты:

$$\frac{I_{КЗ}^{(3)}}{I_{с.о.}} = \frac{26800}{2050} = 13.1 > 1,5$$

Остальные расчеты аналогичны и сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Аппараты защиты

№ ЭП	Тип АВ	$I_{ном. АВ}, A$	$I_{расч.}, A$	$I_{сраб.теп.р.}, A$	$I_{уст.э.о.}, A$
1	2	3	4	5	6
1	ВА-51-100	100	83,9	100	1000
2	ВА-51-100	100	83,9	100	1000
3	ВА-51-63	63	43,9	63	630
4	ВА-51-400	400	313,4	400	4000
5	ВА-51-400	400	313,4	400	4000
6	ВА-51-63	63	43,9	63	630
7	ВА-51-63	63	43,9	63	630
8	ВА-51-250	250	178	250	2500
9	ВА-51-160	160	130,6	160	1600
10	ВА-51-63	63	52,2	63	630
11	ВА-51-63	63	52,2	63	630
12	ВА-51-63	63	52,2	63	630
13	ВА-51-63	63	43,9	63	630
14	ВА-51-400	400	384,6	400	4000
15	ВА-51-400	400	384,6	400	4000

16	ВА-51-100	100	68,5	100	1000
----	-----------	-----	------	-----	------

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6
17	ВА-51-100	100	68,5	100	1000
18	ВА-51-16	16	7,8	10	160
19	ВА-51-16	16	7,8	10	160
20	ВА-51-16	16	7,8	10	160
21	ВА-51-16	16	7,8	10	160
22	ВА-51-16	16	7,8	10	160
РЦ-1	ВА-51-400	400	273,8	-	4000
РЦ-2	ВА-51-400	400	280,5	-	4000

### **11.7 АВР на стороне 0,4 кВ**

Схема АВР должна приходиться в действие в случае исчезновения напряжения на шинах секции по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении автомата рабочего питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего трансформатора.

В схеме автоматики есть блокировка пуска схемы АВР блокировка по защитами шин 0.4 кВ. В случае если автоматический выключатель рабочего ввода отключится действием защиты шин 0.4 (короткое замыкание на шинах), то произойдет запрет автоматического ввода резерва.

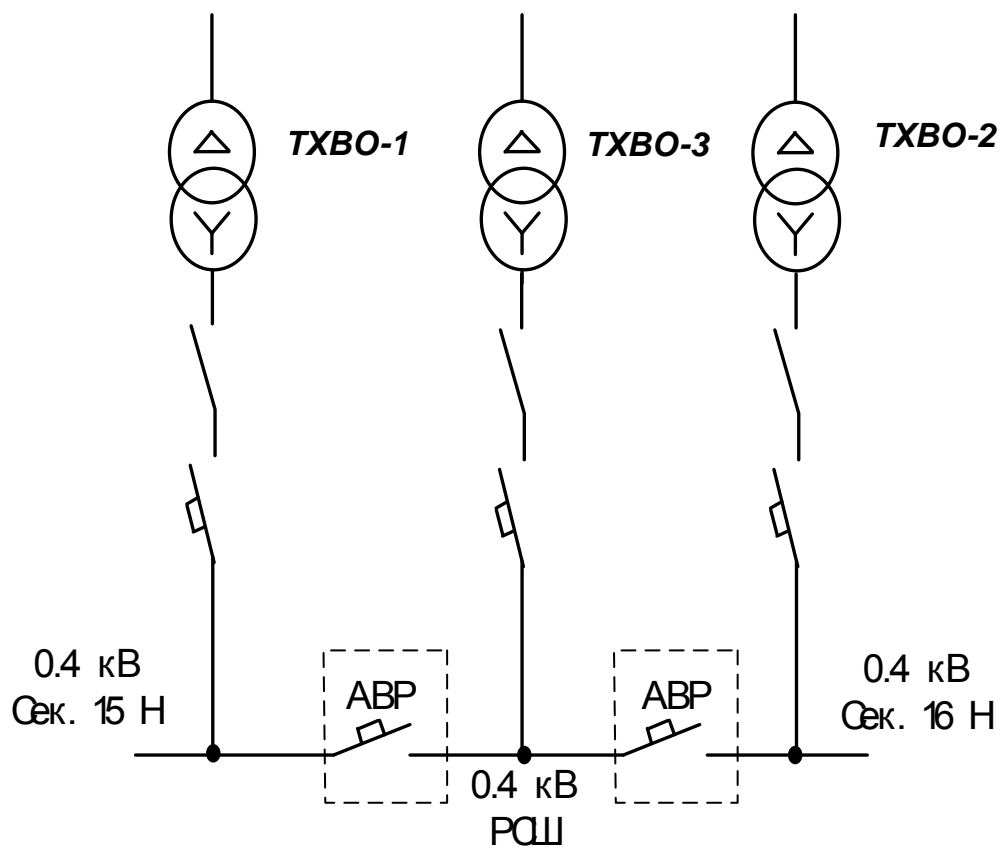


Рисунок 6 – Организация АВР

## 12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД КОТЛОАГРЕГАТА №1 И ХИМИЧЕСКОГО ЦЕХА БТЭЦ

### 12.1 Выбор системы оперативного тока

Оперативным называется ток, при помощи которого производится управление первичной коммутационной аппаратурой (выключателями, отделителями и т. д.), а также питание цепей релейной защиты и автоматики, разных видов управления и сигнализации. Основное требование – источники оперативного тока должны быть всегда готовы к действию во всех необходимых случаях (независимость от режима работы сети). Оперативный ток разделяют на два вида: постоянный и переменный.

На Благовещенской ТЭЦ установлено две аккумуляторных батареи. Батареи подключены каждая на свой распределительный щит на станции их называют ЩПТ (щит постоянного тока). Аккумуляторные батареи постоянно подзаряжаются от выпрямительного устройства. Выбираем ЩПТ станции как источник оперативного тока.

### 12.2 Расстановка средств релейной защиты

Релейная защита - комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов этой системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы.

Действия устройств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов систем. Релейная защита (РЗ) осуществляет непрерывный контроль состояния всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникнове

нии повреждений РЗ должна выявить повреждённый участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения (короткого замыкания).

Расстановка устройств релейной защиты осуществляем следующим образом: В КРУ 6 кВ верхний отсек является специально предназначенным для устройств релейной защиты, для каждого присоединения свой комплект релейной защиты и автоматике.

В РУ СН 0.4 кВ ячейка делится на два отсека одним из них является релейный отсек, который выкатывается на специальной раме для ремонта и проверки устройств РЗА. У трансформаторов ТХВО – 1,2,3 комплект РЗА находится в релейном отсеке ячейки 6 кВ и в релейном отсеке ячейки 0.4 кв. так как имеются блокировки по стороне 0.4 кВ.

### **12.3 Релейная защита отходящих присоединений**

Релейная защита и автоматика электрического двигателя 6 кВ на Благовещенской ТЭЦ включает в себя МТО, МТЗ на сигнал (перегруз), МТЗ на отключение. МТО (максимальная токовая отсечка) – тот же принцип что и МТЗ только защита работает без выдержки времени, токовое реле действует на выходное реле и формируется сигнал отключения.

МТЗ на сигнал нужна для того, чтобы оперативный персонал котельного цеха был оповещен что ток электродвигателя выходит за номинальные параметры. Как правило, на станции перегруз возникает из-за механической неисправности насоса в режиме текущей эксплуатации (например, подклинивание вала насоса или подшипников).

Рассчитаем РЗА двигателя ВГД 1А.

МТО:

$$I_{\text{пуск}} = I_{\text{ном}} * K_{\text{п}}, \quad (70)$$

где  $I_{\text{ном}} = 47.6 \text{ А}$  (согласно данным таблицы 12);

$K_{\text{п}} = 6.5$ , согласно паспортным данным двигателя.

$$I_{\text{пуск}} = 47.6 * 6.5 = 309.4 \text{ А}$$

Найдем первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot I_{пуск}}{K_g}, \quad (71)$$

где  $K_n = 1,25$  – коэффициент надежности для реле РТ-40, при действии защиты на отключение;

$K_b = 0,85$  – коэффициент возврата пускового органа по току микропроцессорного блока БМРЗ ЭД.

$$I_{с.з.} = 1,25 \cdot 309,4 / 0,85 = 455 \text{ А.}$$

Найдем вторичный ток срабатывание реле:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{сх} \cdot I_{с.з.}}{K_{мт}}, \quad (72)$$

$$I_{с.з.} = 1 \cdot 455 / 15 = 30,3 \text{ А.}$$

Выбираем блок БМРЗ ЭД [22].

Ток срабатывания ПО по току:  $I_{ср} = 1 \dots 99 \text{ А.}$

Уставка срабатывания ПО по току 30,3 А.

Проверим уставку токовой отсечки на чувствительность:

$$K_q = \frac{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}{2 \cdot I_{сз}}, \quad (73)$$

$$K_q = 1,73 \cdot 22100 / 2 \cdot 455 = 42.$$

$$42 \geq 2.$$

Что соответствует требованиям ПУЭ.

МТЗ:

Найдем первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot I_{ном}}{K_g}, \quad (74)$$

$$I_{с.з.} = 1,25 \cdot 47,6 / 0,85 = 70 \text{ А.}$$

Найдем вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{сх} \cdot I_{с.з.}}{K_{мт}}, \quad (75)$$

$$I_{с.з.} = 1 \cdot 70 / 15 = 4,6 \text{ А.}$$

Выбираем блок БМРЗ ЭД [22].

Ток срабатывания ПО по току:  $I_{ср} = 1 \dots 99 \text{ А}$

Уставка срабатывания ПО по току 4.6А.

Уставка по выдержке времени 1.5 с.

Проверим уставку максимальной токовой защиты на чувствительность:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}}{2 \cdot I_{\text{сз}}}, \quad (76)$$

$$K_{\text{ч}} = 1.73 \cdot 20100 / 2 \cdot 70 = 248$$

$$248 \geq 1.5$$

Что соответствует требованиям ПУЭ.

МТЗ на сигнал.

Исходя из опыта эксплуатации оптимальная уставка на сигнал является 30 % от номинала.

Найдем первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.р.}} = 1.3 \cdot I_{\text{ном}}$$

$$I_{\text{с.р.}} = 1.3 \cdot 47.6 = 61.9 \text{ А}$$

Найдем вторичный ток срабатывание защиты:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{с.р.}}}{K_{\text{тт}}}, \quad (77)$$

$$I_{\text{с.з.}} = 1 \cdot 61.9 / 15 = 4.12 \text{ А}$$

Уставка по выдержке времени 15 с.

Проверим уставку максимальной токовой защиты на чувствительность:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}}{2 \cdot I_{\text{сз}}}, \quad (78)$$

$$K_{\text{ч}} = 1.73 \cdot 20100 / 2 \cdot 61.9 = 280$$

$$280 \geq 1.5$$

Что соответствует требованиям ПУЭ.

Для релейной защиты отходящих присоединений выбираем микропроцессорный блок релейной защиты и автоматики типа БМРЗ-ЭД-10-УХЛ1.

## 12.4 Автоматика

На станции в схемах электроснабжения собственных нужд используется АВР (автоматический ввод резерва) на секции 6 кВ. По нормальной схеме собственных нужд в работе рабочий ввод секции, резервный ввод отключен и стоит в резерве на АВР. Автоматика ввода резерва будет успешна при соблюдении нескольких условий:

- А. самопроизвольное или ошибочное отключение рабочего ввода;
- Б. отключение рабочего ввода по минимальному напряжению;
- В. отключение рабочего ввода защитами блока 1ГТ.

В остальных случаях будет запрет АВР (например, отключение рабочего ввода от дуговой защиты, АВР не пройдет так как на шинах секции короткое замыкание.)

АВР на стороне 0.4 кВ работает по факту отключения рабочего ввода с контролем напряжения на стороне 6 кВ резервного трансформатора (если рабочий ввод отключился, а наличие напряжения на стороне 6 кВ отсутствует то АВР не пройдет).

Противоаварийная автоматика (ПА) — совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

Устройство ПА — техническое устройство (аппарат, терминал), выполняющее фиксацию аварийного возмущения, обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, выбор управляющих воздействий, передачу аварийных сигналов и команд управления или реализацию управляющих воздействий и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое.

ПА использует следующие виды управляющих воздействий:

- Разгрузка тепловых турбин;



- Отключение генераторов;
- Пуск генераторов;
- Загрузка генераторов;
- Отключение нагрузки;
- Программная форсировка возбуждения генераторов;
- Управление установками продольной и поперечной компенсации (включение шунтирующих реакторов, отключение шунтирующих реакторов, форсировка компенсации);
- Деление системы на несинхронно работающие части;
- Отключение линий и трансформаторов, секционных и шиносоединительных выключателей, не приводящее к делению системы.

При невозможности использования указанных видов управляющих воздействий или их недостаточной эффективности могут использоваться дополнительные виды:

- Электрическое торможение генераторов;
- Загрузка паровых турбин путём отключения отборов высокого давления, теплофикационных отборов;
- Управление мощностью линий передачи и вставок постоянного тока;
- Фазовое управление мощностью электропередач переменного тока и прочее.

### 13 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Измерения параметров электрического тока промышленной частоты на Благовещенской ТЭЦ в схеме собственных нужд котлоагрегата №1 осуществляется следующим образом: Амперметры по присоединениям устанавливаются на ячейки 6 кВ в дверце релейного отсека, а второй прибор устанавливается на тепловом щите (для оперативного персонала котельного цеха). Измерение тока рабочего и резервного ввода так же на дверце релейного отсека и на главном щите управления (для оперативного персонала электрического цеха).

Учет электроэнергии производится счетчиками активной и реактивной мощности. Счетчики устанавливаются так же на дверце релейного отсека для каждого присоединения свой счетчик.

На напряжении 0.4 кВ счётчики активной и реактивной мощности стоят только на рабочих и резервном вводах. Счётчики прямого подключения к шинам. Измерение осуществляется вольтметром прямого подключения к шинам 0.4 кВ, прибор установлен непосредственно в РУСН ХВО.

Учет электроэнергии на БТЭЦ определяет количество энергии:

- выработанной генераторами электростанции;
- потребленной генераторами электростанции;
- потребленной на собственные и хозяйственные нужды электростанции;
- потребленной на производственные нужды энергосистемы;
- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанции непосредственно к потребителю;
- переданной в другие энергосистемы или полученной от них.

## 14 ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД КОТЛОАГРЕГАТА №1 И ХИМИЧЕСКОГО ЦЕХА

На БТЭЦ предусматривается автоматизированная система управления (АСУ ТП) технологическими процессами, обеспечивающая выполнение функций контроля, сигнализации, вычисления, дистанционного управления, автоматического регулирования, автоматического дискретного управления и защиты технологических объектов управления, а также оперативную связь.

Объем контроля, сигнализации, автоматического регулирования, технологических защит и оперативной связи принимается в соответствии с руководящими указаниями.

Объем автоматического дискретного управления определяется, главным образом, задачами автоматизации технологических процессов при пуске, глубоких изменениях нагрузки и останове блоков и агрегатов.

Организация постов управления принимается двух типов: для электростанций блочных и с поперечными связями.

Для блочных электростанций основными постами управления являются:

- главный щит (ГЩУ);
- центральные тепловые щиты управления (ЦТЩУ);
- щиты управления (ЩУ) вспомогательных цехов (топливно-транспортного, водоприготовления и очистки воды), а также общестанционных установок (компрессорной, электролизерной и др.).

С главного щита управления производится управление элементами связи электростанции с энергосистемой, трансформаторами связи, резервными трансформаторам собственных нужд 6 кВ и резервными возбудителями, управление не блочной циркуляционной насосной и другими объектами, предусмотренными ПТЭ, а также аварийное отключение мазутных насосов.

На ГЩУ предусматривается информация о работе блоков и сигнализация о неисправности не обслуживаемых постоянным персоналом участков электростанции.

Тепловой щит управления служит для централизованного управления всем входящим в блок оборудованием: котлоагрегатом, турбоагрегатом, со всеми относящимися к ним вспомогательными устройствами и механизмами во время пуска блока, его нормальной эксплуатации, планового останова и аварийных ситуаций.

Щиты управления блоков располагаются совместно в одном общем изолированном помещении, между блоками на отметке основного обслуживания. В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании допускается установка в одном помещении щитов большего или меньшего числа блоков.

Блочный щит управления состоит из оперативной и неоперативной частей. В оперативной части располагаются панели и пульта с приборами и аппаратурой, обеспечивающими контроль основных показателей работы блока и выполнение основных операции по управлению.

В видимой оператору неоперативной части располагаются панели, в отдельных случаях с активной мнемосхемой, оснащенные показывающими и самопишущими приборами, а в невидимой части панели с электронными регуляторами, приборами технологических защит, реле, устройствами логического управления первого уровня и вспомогательной аппаратурой различного назначения.

Приборы и аппаратура управления размещаются на панелях и пультах по принципу их технологической принадлежности. В оперативном контуре допускается выделение основных приборов и аппаратов управления в центральную часть щита.

Последовательность расположения панелей и пультов, а также установка приборов на них для всех блоков электростанции принимаются идентичными.

Энергоблоки оснащаются приборами автоматического хим. контроля водного режима, устанавливаемыми в двух смежных помещениях общей площадью до 100 м<sup>2</sup> с организованными стоками и вентиляцией - одно для устройств подготовки проб и другое для приборов автоматического контроля. Устройства подготовки проб и приборы автоматического контроля двух блоков располагаются в общих помещениях между котельным и турбинным отделениями.

На БЩУ выводится сигнализация о нарушении водного режима блока.

Для электростанций с поперечными связями основными постами управлений являются:

- главный щит управления (ГЩУ);
- групповые щиты управления (ГрЩУ);
- щиты управления (ЩУ) вспомогательных цехов (топливно-транспортного, водоприготовления и очистки воды) и общестанционных установок (компрессорной, электролизерной и др.).

С главного щита управления производится управление генераторами и элементами главной схемы электрических соединений, включая питающие элементы собственных нужд 6 кВ, управление циркуляционной насосной и другими объектами, предусмотренными ПТЭ, а также аварийное отключение мазутных насосов. При наличии на ТЭЦ только ГрЩУ, управление циркуляционными насосами может выполняться с ГрЩУ.

На ГЩУ предусматривается информация о работе основных агрегатов и сигнализация о неисправности необслуживаемых постоянным персоналом участком электростанции.

Для управления четырьмя агрегатами, как правило, сооружается один групповой щит. Групповые щиты управления котлами и турбинами располагаются в одном изолированном помещении по возможности центрально к обслуживаемым агрегатам. Из этого помещения, как правило, осуществляется также управление питательными насосами, деаэраторами и РОУ.

Электростанции с поперечными связями оснащаются приборами автоматического хим. контроля водного режима, устанавливаемыми в двух смежных помещениях с организованными стоками и вентиляцией - одно для устройств подготовки пробы, другое - для автоматических приборов хим. контроля. Устройства подготовки пробы и приборы хим. контроля группы котлов и турбин располагаются в общих помещениях между котельным и турбогенераторным отделениями. На ГрЩУ выводится сигнал нарушения водного режима.

Для электростанций с агрегатами мощностью до 200 МВт включительно теплотехнический контроль осуществляется в основном индивидуальными средствами.

Для электростанций общей мощностью 500 МВт и выше выполнение необходимых расчетов, включая сбор и обработку требуемых для расчетов данных, производится средствами вычислительной техники, устанавливаемой для всей станции в целом.

Для электростанций с блоками мощностью 300 МВт и более основной объем теплотехнического контроля, технологической сигнализации, необходимых вычислений и регистрации данных осуществляются с помощью информационно-вычислительного комплекса (ИВК). Дублирование измерений индивидуальными приборами применяется ограниченно только для наиболее ответственных технологических параметров.

На электростанциях с БЩУ, располагаемым в изолированных помещениях вне главного корпуса, средства вычислительной техники и устройства логического управления высок уровней размещаются в тех же помещениях.

На электростанциях, БЩУ (ГрЩУ) которых располагаются в главном корпусе, средства вычислительной техники размещаются в специальном помещении, выбираемом с учетом допустимых расстояний и допустимого для аппаратуры уровня вибрации и запыленности.

На БЩУ и ГрЩУ предусматривается необходимая светозвуковая сигнализация с выделением вновь появившегося сигнала миганием.

Управление механизмами, не входящими в функциональные группы, может быть индивидуальным или избирательным.

Допускается применение для дистанционного управления аппаратуры пониженного напряжения (24-60В).

Управление общестанционным оборудованием, находящимся вне главного корпуса (топливоподача, мазутонасосная, пиковая котельная, химводоочистка, золоудаление, электролизерная, компрессорная и др.) и контроль работы этого оборудования осуществляется со щитов управления, расположенных в помещениях, где это оборудование установлено или непосредственно по месту соответствующих механизмов.

В тракте топливоподачи автоматизируются управление механизмами и процесс загрузки бункеров топливом.

Дистанционное управление механизмами выполняется с центрального щита топливоподачи, располагаемого в изолированном помещении с допустимым для аппаратуры уровнем вибрации и запыленности.

В химводоочистке предусматривается автоматизация технологических процессов, производительности ХВО, режимов регенерации, восстановления фильтров и процесса нейтрализации сточных вод.

В мазутохозяйстве осуществляется автоматизация технологического процесса. Дистанционное управление механизмами выполняется со щита мазутонасосной.

Помещения центрального(главного), блочного и группового щитов управления, а также помещения для средств вычислительной техники выполняются со звукоизоляцией и кондиционированием воздуха. Из помещений щита предусматривается два выхода.

Перекрытие щитового помещения должно иметь гидроизоляцию.

Высота центральной части помещения (ЦЩУ, БЩУ, ЩУ и ГрЩУ) в которой располагается оперативный контур, принимается 4 м.

Интерьер щита выполняется по специальному проекту.

В случае установки реле или иной аппаратуры системы управления вне БЩУ в обособленных изолированных помещениях - последние выполняются вентилируемыми. Вблизи помещения блочного щита управления предусматриваются помещения для дежурного персонала цеха ТАИ и санузел.



## 15 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПРИНЯТОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Под надежностью понимают одно из важнейших качеств электроэнергетической системы – это ее безаварийная работа достаточно продолжительное время. В случае плохой надежности число аварий достигает нескольких десятков в год, что приводит к большим потерям недоотпущенной электроэнергии, тем более на генерирующей станции где производится электроэнергия. Поэтому необходимо повышать надежность существующей схемы, или проектировать новую электрическую схему с учетом повышения ее надежности. В нашем случае необходимо посчитать надежность существующей схемы.

Основными параметрами, характеризующими надежность схемы, являются [15]:

- Время безотказной работы системы;
- Время восстановления системы, измеряемое в часах или годах;
- Среднее время безотказной работы;
- Среднее время восстановления, измеряемое в часах или в год;
- Среднее значение параметра потока отказов;
- Средняя интенсивность отказов, измеряемые в годах в минус первой степени;
- Вероятность отказов;
- Вероятность безотказной работы в заданный промежуток времени;
- Вероятность застать объект в любой момент определенного периода в работоспособном или неработоспособном состоянии;
- Условный недоотпуск энергии в течение года;
- Средний ущерб от нарушения функционирования.

Расчет надежности произведем аналитическим методом [15]. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений

надежности, для расчетов случаев к которым относятся: полное погашение схемы и оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы. Составляется расчетная схема, рисунок 7.

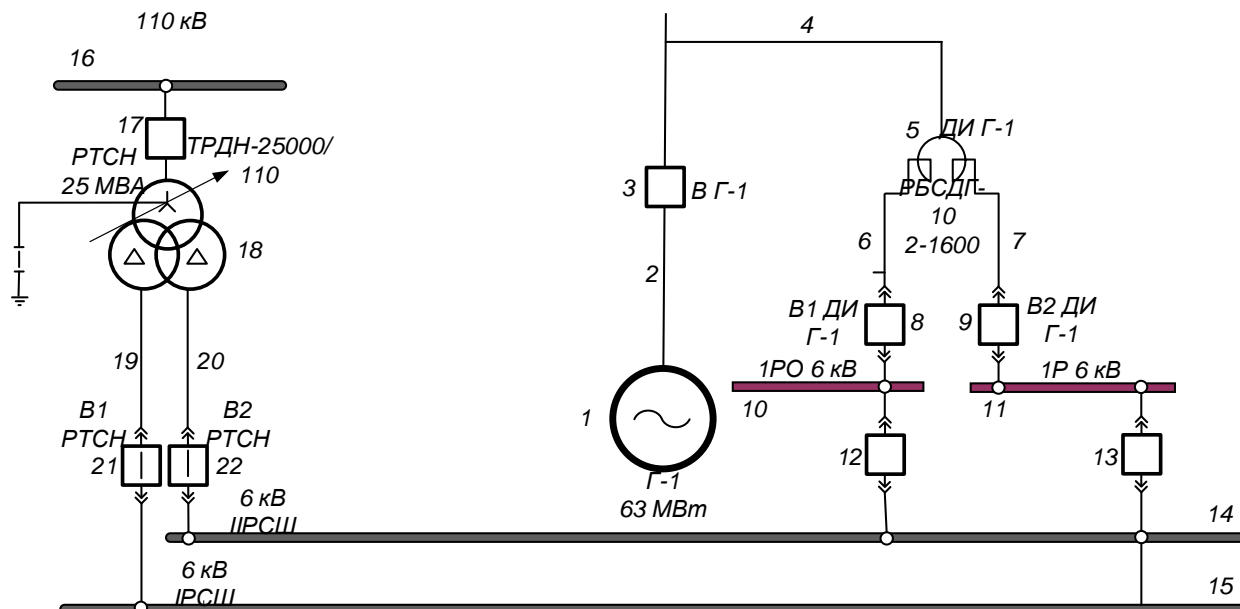


Рисунок 7 – Расчетная схема

По данной схеме составляется схему замещения рисунок 8. В схему замещения входят те элементы, которые влияют на надежность системы электроснабжения, к таким элементам относятся: генератор, реактор, шины, трансформатор, выключатели. Так как реактор представляет собой тот же силовой трансформатор то параметры потокоотказов для реактора примем как для силового трансформатора.

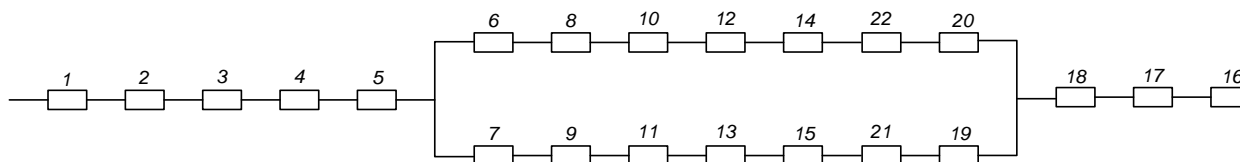


Рисунок 8 – Схема замещения

Сворачивается схема до двух элементов. Учитывается, что все элементы соединены последовательно, кроме участка от реактора до силового трансформатора, который состоит их 2 параллельно проложенных элементов. То схему возможно упростить до двух параллельно расположенных элементов, которые к тому же не взаиморезервируются, так как отсутствует секционный аппарат.

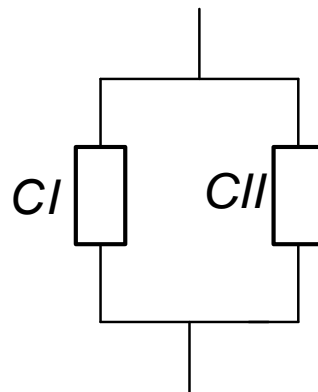


Рисунок 9 – Результирующая схема для расчета надежности

Таблица 22 – Параметры надежности элементов схемы

Оборудование	Номер элемента схемы	Показатели надежности			
		Средняя частота отказов $\omega_0$ , 1/год, 1/ км	Среднее время восстановления $T_B$ , ч	Средняя частота плановых остановок $\omega_{пр}$ , 1/год	Продолжительность ремонтов $t_p$ , ч
1	2	3	4	5	6
Генератор 6 кВ	1	0,7	91	17	120
Выключатель 6 кВ	3, 8, 9, 12, 13, 21, 22	0,003	20	0,14	8
Шины 6 кВ	2, 4, 6, 7, 10, 11, 14, 15, 19, 20	0,03	5	0,166	5

Реактор 6 кВ	5	0,008	120	0,25	8
--------------	---	-------	-----	------	---

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6
Силовой трансформатор 110/6 кВ	18	0,014	70	0,75	28
Выключатель 110 кВ	17	0,005	40	0,14	23
Шины 110 кВ	16	0,016	5	0,166	4

Исходные данные в таблице 22 приняты согласно справочным данным [18].

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения.

$$\omega_c = \sum_1^n \omega_i + \omega_{np.n\bar{o}}, \quad (79)$$

$$\omega_{cI} = \omega_{cI} + \omega_{np.n\bar{o}} = 1,064 + 0,7 = 1,764 \text{ 1/год};$$

$$\omega_{cII} = \omega_{cII} + \omega_{np.n\bar{o}} = 1,064 + 0,7 = 1,764 \text{ 1/год};$$

2. Определяется вероятности отказов I и II цепей:

$$q_{ц} = \sum_1^n \omega_i t_{Bi}; \quad (80)$$

Так как,  $t_B$  задано в часах, то его нужно выразить в годах ( $\lambda$  имеет размерность 1/год):

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}, \quad (81)$$

$$q_I = 0,0077;$$

$$q_{II} = 0,0077;$$

3. Определяется среднее время восстановления каждой цепи:

$$\bar{t}_{B_c} = q_c / \omega_c, \quad (82)$$

$$\bar{t}_{B_1} = \frac{q_I}{\omega_I^*} = \frac{q_I}{\omega_I - \omega_{np\Gamma}} = \frac{0,0077}{1,764 - 0,7} = 0,007 \text{ ч};$$

$$\bar{t}_{B_1} = \frac{q_I}{\omega_I^*} = \frac{q_I}{\omega_I - \omega_{np\Gamma}} = \frac{0,0077}{1,764 - 0,7} = 0,007 \text{ ч};$$

4. Определяется параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов:

$$\omega_c = \sum_1^n \omega_i \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (\omega_j \bar{t}_{B_j} + \omega_{npj} \bar{t}_{npj}), \quad (83)$$

$$\omega_c = \omega_I \omega_{II} \bar{t}_{B_2} + \omega_I^* \omega_{np\Gamma} \bar{t}_{np\Gamma} + \omega_{II} \omega_I \bar{t}_{B_1} + \omega_{II}^* \omega_{np\Gamma} \bar{t}_{np\Gamma} = \omega_I q_{II} + \omega_{II} q_I + \omega_I^* q_{np\Gamma} + \omega_{II}^* q_{np\Gamma}, \quad (84)$$

$$\omega_c = 1,764 \cdot 0,0077 + 1,764 \cdot 0,0077 + \frac{(1,064 \cdot 0,7 \cdot 91 + 1,064 \cdot 0,7 \cdot 91)}{8760} = 0,043 \text{ 1/год};$$

5. Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{II.C} = \prod_{i=1}^n \omega_i \bar{t}_{B_i} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \omega_{npi} \bar{t}_{npi} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \omega_j \bar{t}_{B_j}, \quad (85)$$

где  $K_{npi}$  - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

$$K_{np} = 1 - e^{-\bar{t}_{npi} / \bar{t}_{B_{экс}}}, \quad (86)$$

$$K_{npI} = 1 - e^{-\bar{t}_{npI} / \bar{t}_{BII}} = 1 - e^{-91/0,007} = 1;$$

$$K_{npII} = 1 - e^{-\bar{t}_{npII} / \bar{t}_{BI}} = 1 - e^{-91/0,007} = 1;$$

$$q_c = q_I q_{II} + K_{npI} \omega_{npI} \bar{t}_{npI} q_{II} + K_{npII} \omega_{npII} \bar{t}_{npII} q_I = 0,007 \cdot 0,007 + (1 \cdot 1,764 \cdot 91 \cdot 0,007 + 1 \cdot 1,764 \cdot 91 \cdot 0,007) / 8760 = 0,000344;$$

6. Среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,0428} = 23,37 \text{ года}; \quad (87)$$

Расчетное время безотказной работы при  $\alpha=0,1$ ;

$$\bar{T}_p = -\ln(1-\alpha) \bar{T}_c = 2,462 \text{ года}; \quad (88)$$

7. Среднее время восстановления системы:

$$\bar{t}_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} = \frac{0,000344}{0,043} \cdot 8760 = 70,4 \text{ ч}; \quad (89)$$

8. Математическое ожидание недоотпущенной электроэнергии:

Мощность, генерируемая составляет 0,8 от номинальной мощности генератора. Поэтому:

$$\bar{P}_p = 0,8 \cdot 63 = 50,4 \text{ мВт}$$

$$W_{неод} = \bar{P}_p \cdot q_c \cdot t_{BC} = 50,4 \cdot 0,000344 \cdot 70,4 = 1,219 \text{ мВт} \cdot \text{ч} \quad (90)$$

## 16 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ

Реконструкция – это осуществляемое по единому проекту полное или частичное преобразование производства. К реконструкции относят строительство новых цехов и объектов взамен ликвидируемых, дальнейшая эксплуатация которых признана нецелесообразной.

Реконструкция обеспечивает увеличение объёма производства на базе новой, более современной техники и технологии, расширение ассортимента и повышение качества продукции, а также улучшение других технико-экономических показателей с меньшими затратами и в более короткие сроки, чем при строительстве новых или расширения старых предприятий.

Задача технического перевооружения – повышение технического уровня отдельных участков производства, агрегатов, установок.

Строительные и монтажные работы в нашей стране осуществляются двумя способами: подрядным (работы ведутся специализированными хозяйственными строительными организациями по договорам с заказчиками (предприятиями, организациями)) и хозяйственным (предприятие осуществляет строительные работы своими силами, создав на период строительства собственную строительную организацию).

Средства на строительство или реконструкцию отвлекаются из хозяйственного оборота, не принося экономического эффекта до момента ввода их в эксплуатацию.

Структура капиталовложений по различным типам энергообъектов характеризуется следующими данными (таблица 23), %:

Таблица 23 – Структура капиталовложений

Объекты	Строительно-монтажные работы	Оборудование и прочие затраты
1	2	3

1	2	3
Электростанции:		
атомные	40	60
тепловые	60	40
гидро	80	20
Электрические сети (с подстанциями) 35 кВ и выше	65	35

Капиталовложения могут финансироваться за счёт следующих материальных средств:

- собственных финансовых ресурсов (прибыли; амортизационных отчислений; финансовых средств инвесторов; денежных накоплений, полученных в виде возмещения потерь от аварий, стихийных бедствий от органов страхования и др.);

- заёмных (банковских кредитов; облигационных займов; коммерческих кредитов и др.);

- привлечённых (средств внебюджетных фондов; средств федерального бюджета; средств иностранных инвесторов).

При оценке объёма капитальных вложений должны учитываться мероприятия по использованию резервов в энергосистеме. Капитальные затраты на сооружение подстанций определяются составом оборудования:

$$K_{нст} = \left( \sum K_i \cdot n_i + K_{нст} \right) \cdot \alpha_p, \quad (91)$$

где  $K_i$  - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, компенсирующих устройств, токоограничивающих реакторов, батарей конденсаторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

$n_i$  - соответственно число единиц перечисленного оборудования;



$K_{пост}$  - постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции (благоустройство территории, мастерские, лаборатории, диспетчерские пункты и др.).

Удельные капиталовложения.

Удельные капиталовложения - наиболее общие технико-экономические показатели, характеризующие стоимость строительства электрических сетей.

Удельные капиталовложения в подстанцию:

$$k_{пст} = K_{пст} / S_{пст}, \quad (84)$$

где  $S_{пст}$  - номинальная мощность подстанции, МВА.

Для характеристики сети в целом используются общие показатели. Обобщение многих смет и их технико-экономических показателей позволило проектным организациям разработать укрупненные показатели стоимости, рассмотренные выше. На величину сметной стоимости строительства электрических сетей, а, следовательно, и на их удельные показатели влияет значительное количество разнообразных факторов, воздействие которых неодинаково для разных энергетических строек.

Определим простой срок окупаемости:

$$T_{окуп} = \frac{K}{\Pi_{\text{он}} + I_{\text{ам}}}, \quad (85)$$

где  $\hat{E}$  - капиталовложения в реконструкцию;

$\Pi_{\text{он}}$  - увеличение балансовой прибыли;

$I_{\text{ам}}$  - амортизационные издержки.

$$T_{окуп} = \frac{392160000}{78709215,36 + 32941,44} = 4,9 \text{ (лет)}$$

Дисконтированный срок окупаемости:

$$T_{окуп.диск.} = \frac{-\ln(1 - T_{окуп.} \cdot E)}{\ln(1 + E)} = \frac{-\ln(1 - 4,9 \cdot 0,12)}{\ln(1 + 0,12)} = 7,2 \text{ (лет)}, \quad (86)$$

где  $T_{окуп.}$  - простой срок окупаемости;

$E$  - норма дисконта ( $E = 12\%$ ).

## 17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

С целью надежного обеспечения энергоснабжением потребителей, безопасной эксплуатации энергетического оборудования ведется следующая работа:

Ежегодно разрабатываются и приказом №2 утверждаются мероприятия, направленные на повышение надежности работы оборудования.

По каждому случаю аварийного отключения энергетического оборудования специалистами компании проводится расследование. В ходе расследования определяются причины аварий, разрабатываются мероприятия, направленные на устранение выявленных отступлений и нарушений требований нормативно-технической документации, на проведение профилактических работ с целью предотвращения подобных отказов, на повышение надежности работы оборудования.

Ежеквартально издаются приказы по авариям в работе энергетического оборудования, проводится анализ с разработкой мероприятий, направленных на предотвращение возникновения подобных нарушений.

На БТЭЦ в целях повышения надежной работы оборудования проводится техническое освидетельствование энергетического оборудования, технологические испытания, а также гидравлические испытания тепловых сетей.

Ежегодно, в целях надежного энергоснабжения потребителей на предприятиях, по результатам работы осенне-зимнего периода выявляются узкие места в работе энергетического оборудования, для устранения которых разрабатываются мероприятия, направленные на повышение качества и надежности энергоснабжения потребителей с назначением сроков исполнения и ответственных за исполнение лиц.

В течении года на предприятиях специалистами БТЭЦ, инспекторами Дальневосточного управления «Ростехнадзор» проводятся проверки соблюдения требований безопасной эксплуатации опасных производственных объ-

ектов, направленные на обеспечение надежной и безопасной эксплуатации оборудования, своевременное и качественное энергоснабжение потребителей.

С целью повышения квалификации сотрудников, с персоналом на постоянной основе организовано проведение специальной подготовки, направленной на формирование знаний, умений и навыков в управлении производственными процессами, проработку организационно - распорядительных документов, анализ аварийных отключений, пожаров и случаев производственного травматизма.

Производственная деятельность БТЭЦ связана с негативными воздействиями на окружающую среду, включая такие виды воздействия, как выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, образование отходов производства.

Экологическая политика станции направлена на минимизацию негативного воздействия на окружающую среду и обеспечение приоритета принятия предупредительных мер направленных на недопущение опасных экологических последствий, которые могут оказать негативное воздействие на человека и окружающую среду.

Экологическая политика станции основана на Конституции Российской Федерации, федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации, международных договорах Российской Федерации в области охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов.

В основу экологической политики БТЭЦ заложены принципы, цели, задачи и основные направления экологической политики Российской Федерации и деятельности в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности на долгосрочный период.

Целями экологической политики станции являются:

- техническое перевооружение и постепенное замещение оборудования, имеющего низкие технико-экономические и экологические показатели, со-

временным и более экономически эффективным и экологически безопасным оборудованием;

- вовлечение всего персонала холдинга в деятельность по уменьшению экологических рисков, улучшению системы экологического менеджмента и производственных показателей в области охраны окружающей среды;

- минимизация негативного техногенного воздействия на окружающую среду.

Для реализации основного принципа деятельности и достижения целей экологической политики Руководство АО «Дальневосточная генерирующая компания» принимает на себя следующие обязательства:

Безусловно выполнять требования законодательных актов Российской Федерации, местных законодательных актов, а также корпоративных требований, касающихся рационального использования природных ресурсов и охраны окружающей среды. Обеспечивать ресурсосбережение, непрерывную минимизацию негативного воздействия на окружающую среду, принимать все возможные меры по сохранению климата, биоразнообразия и компенсации возможного ущерба окружающей среде.

Внедрить и обеспечить постоянное улучшение системы экологического менеджмента в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 14001:2004, в целом природоохранной деятельности, включая корпоративную систему управления охраной окружающей среды.

Поддерживать необходимый уровень компетентности, профессионального и экологического образования работников АО «ДГК» для обеспечения выполнения всех требований, связанных с обеспечением охраны окружающей среды.

Обеспечить установление и анализ целей и задач в области охраны окружающей среды на основе оценки экологических аспектов, учета экологических рисков на всех этапах производственной деятельности.

Обеспечить полную информированность работников об источниках и факторах негативного воздействия на окружающую среду, широкую доступ-

ность экологической информации о производственной деятельности АО «ДГК», прозрачность природоохранной деятельности и принимаемых в этой области решений.

Обеспечивать системы менеджмента ресурсами, необходимыми для выполнения всех законодательных и иных требований, связанных с охраной окружающей среды и направленных на минимизацию негативного воздействия на окружающую среду обеспечение приоритета принятия предупредительных мер недопущения опасных экологических последствий, которые могут оказать негативное воздействие на человека и окружающую среду.

Обязательства, принимаемые Руководством АО «ДГК» составляют основу для установления долгосрочных стратегических целей в области охраны окружающей среды.

Для выполнения цели и реализации основных принципов экологической деятельности компания предусматривает решать следующие задачи:

В процессе производства электрической и тепловой энергии идентифицировать и систематизировать возможные отрицательные экологические последствия эксплуатационной деятельности для последующей оценки, снижения и поддержания экологических рисков на возможно низком и практически достижимом уровне;

Развивать современные методы экологического менеджмента в соответствии с международными и национальными стандартами;

Обеспечить постоянную готовность по предотвращению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий;

Проводить экологический мониторинг - наблюдение за состоянием окружающей среды, учет наличия, качества и расходования природных ресурсов;

Обеспечивать ресурсосбережение, уменьшение негативного воздействия на природную среду;

Повышать энергоэффективность процессов производства на всех его стадиях;

Осуществлять предупреждение загрязнений, применение действий по недопущению негативных воздействий на окружающую среду;

Осуществлять взаимодействие с международными, государственными, общественными организациями и населением по вопросам обеспечения экологической безопасности и охраны окружающей среды;

Обеспечивать деятельность по улучшению экологической безопасности и охране окружающей среды необходимыми ресурсами, включая кадры, финансы, технологии, оборудование и рабочее время;

Обеспечивать открытость и доступность объективной и обоснованной информации о воздействии структурных подразделений на окружающую среду, здоровье персонала и населения в районах дислокации.

Средствами достижения компанией стратегических целей в области охраны окружающей среды станут:

- внедрение и поддержание эффективной системы экологического менеджмента, основанной на требованиях международного стандарта ISO 14001,

- учет экологических аспектов и экологических рисков на всех стадиях жизненного цикла, включая планирование производственной деятельности, организацию закупок технологий, материалов и оборудования, выполнения работ и услуг подрядными организациями;

- проведение оценки экологических рисков, разработку и реализацию мер по их снижению, компенсации обусловленных ими потерь;

- учет эколого-экономических и природоохранных аспектов наравне с традиционными финансово-экономическими параметрами при планировании производственной деятельности, организации всех бизнес-процессов, разработке проектов и их реализации;

- технологическое перевооружение и постепенный вывод из эксплуатации устаревшего оборудования, внедрение наилучших существующих технологий при производстве электрической и транспортировке тепловой энергии;

- сокращение образования отходов производства и обеспечение безопасного обращения с ними, реализация мероприятий по переработке отходов;

- проведение технических и организационных мероприятий по снижению загрязнения атмосферы и водных объектов;

- участие в глобальных, в том числе международных, программах, направленных на достижение устойчивого развития, сохранения климата и биоразнообразия;

- разработка стандартов организации в области охраны окружающей среды, природопользования, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, совершенствование системы экологического менеджмента;

- принятие мер по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций, приводящих к негативным экологическим последствиям;

- совершенствование системы экологического обучения;

- выделение достаточных организационных, материальных, кадровых и финансовых ресурсов для обеспечения выполнения принятых обязательств;

- проведение и стимулирование научных исследований, направленных на повышение энергоэффективности, снижение негативного воздействия на окружающую среду и экологических рисков;

- мотивация персонала для использования творческого потенциала каждого работника в деле ресурсосбережения и снижения экологических рисков;

- создание и совершенствование системы контроля над соблюдением персоналом и подрядных организаций, производящих работы на объектах Общества, стандартов и норм в области экологической безопасности.

Настоящая экологическая политика является приоритетной и доводится до сведения каждого работника компании.

Экологическая политика БТЭЦ показывает позицию по отношению к охране окружающей среды и реализует принципы устойчивого развития государства и общества, является основой для определения экологиче-

ской стратегии и целевого планирования деятельности в сфере экологии на краткосрочный и среднесрочный период.

Каждый сотрудник станции обязан соблюдать требования природоохранного законодательства Российской Федерации и выполнять мероприятия по охране окружающей среды, содействовать непрерывному улучшению экологической системы.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был рассмотрен вопрос о реконструкции системы электроснабжения котлоагрегата №1 и химического цеха БТЭЦ, что являлось целью проекта.

Для достижения указанной цели были решены следующие задачи:

- произведен расчет электрических нагрузок собственных нужд котлоагрегата №1 и химического цеха;
- произведен выбор источника питания собственных нужд;
- произведен расчет токов короткого замыкания на шинах 6 кВ и 0.4 кВ;
- заменено устаревшее морально и физически электротехническое оборудование (сдвоенный реактор, трансформатор СН, высоковольтные выключатели 6 кВ, автоматические выключатели 0,4 кВ, ячейки КРУ);
- произведена замена кабельных линий и токопровода;
- произведен расчет уставок релейной защиты, удовлетворяющих требованиям ПУЭ по чувствительности защит РЗА.
- рассмотрен вопрос надежности схемы электроснабжения выше перечисленных электроприемников.

Реконструкция схемы электроснабжения собственных нужд станции обеспечивает надежную, бесперебойную работу основного оборудования на станции, следовательно, поставленные цели достигнуты.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.
- 2 Белов Н.В. Библия электрика. – Минск: Харвест, 2011. – 640 с.
- 3 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 4 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
- 5 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 6 Мясоедов Ю. В., Савина Н. В., Ротачёва А. Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. – 139 с.
- 7 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учеб. пособие для вузов / Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков/ – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 609 с.
- 8 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013
- 9 Правила устройства электроустановок - 7-е изд. перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 2007. – 512 с.
- 10 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001
- 11 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин/ - М. : Энергоатомиздат, 2007. - 648 с.
- 12 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.– 448с.

13 Руководство по эксплуатации ТШАГ.674152.003 / Вакуумные выключатели серии ВВ/TELPЭ Изменение №8

14 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

15 Савина Н.В. Надежность электроэнергетических систем: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с.

16 Системы электроснабжения: учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 258с.: ил.

17 Справочная книга для проектирования электрического освещения. / Под ред. Г. М. Кнорринга - Ленинград: Энергия, 1976. - 384 с.

18 Трубицын В.И. Надежность электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1997.– 240 с.

19 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.

20 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ / Файбисович Д. Л., Карапетян И.Г. – М. : Фолиум, 2013. – 392 с.

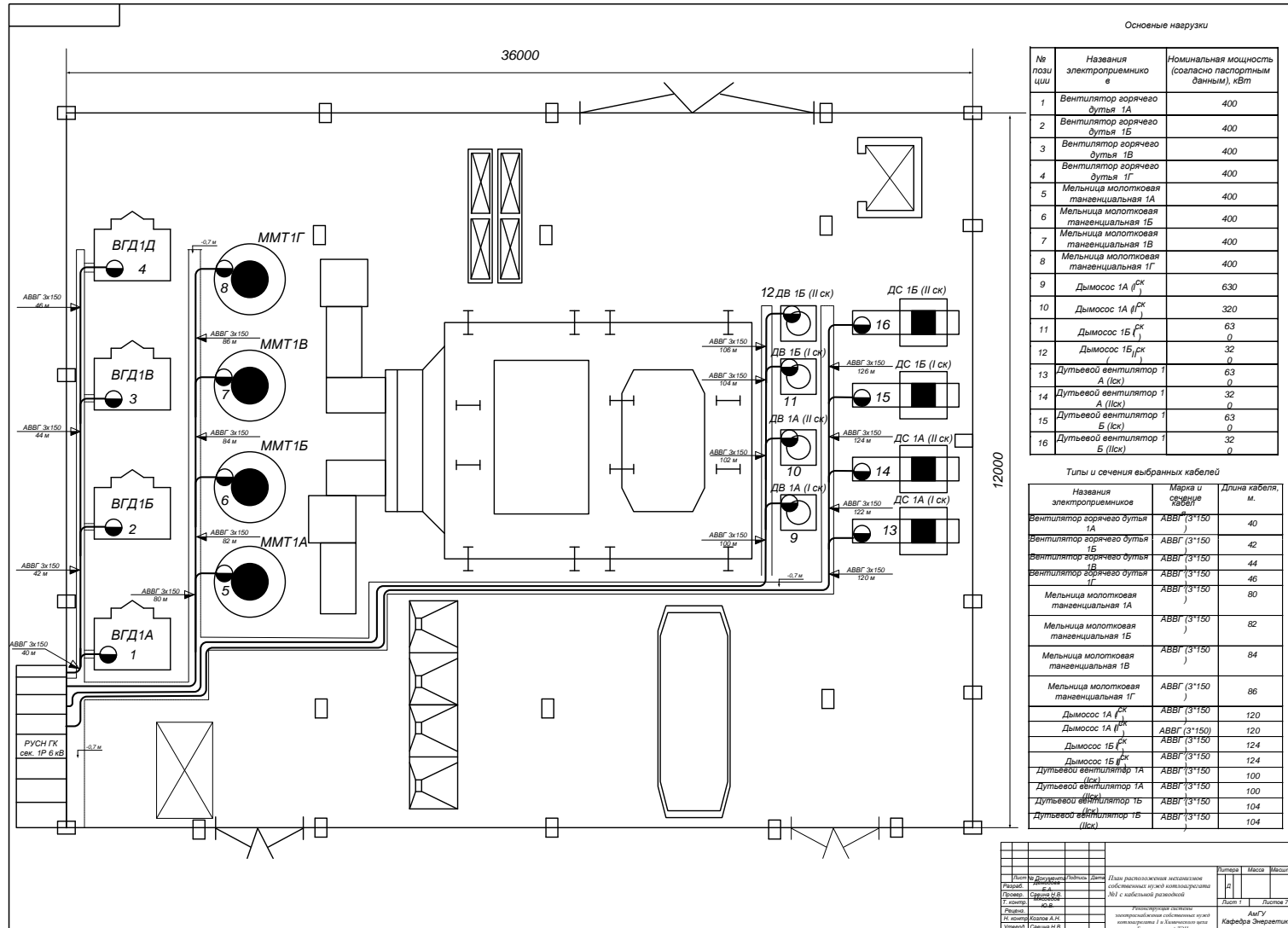
21 Фёдоров А.А., Старкова Л.Е. «Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования», М. : «Энергоатомиздат», 2007.

22 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М. А. Шабад. - 4-е изд., перераб. и доп. - СПб.: ПЭИПК, 2003 - 350 стр., ил.

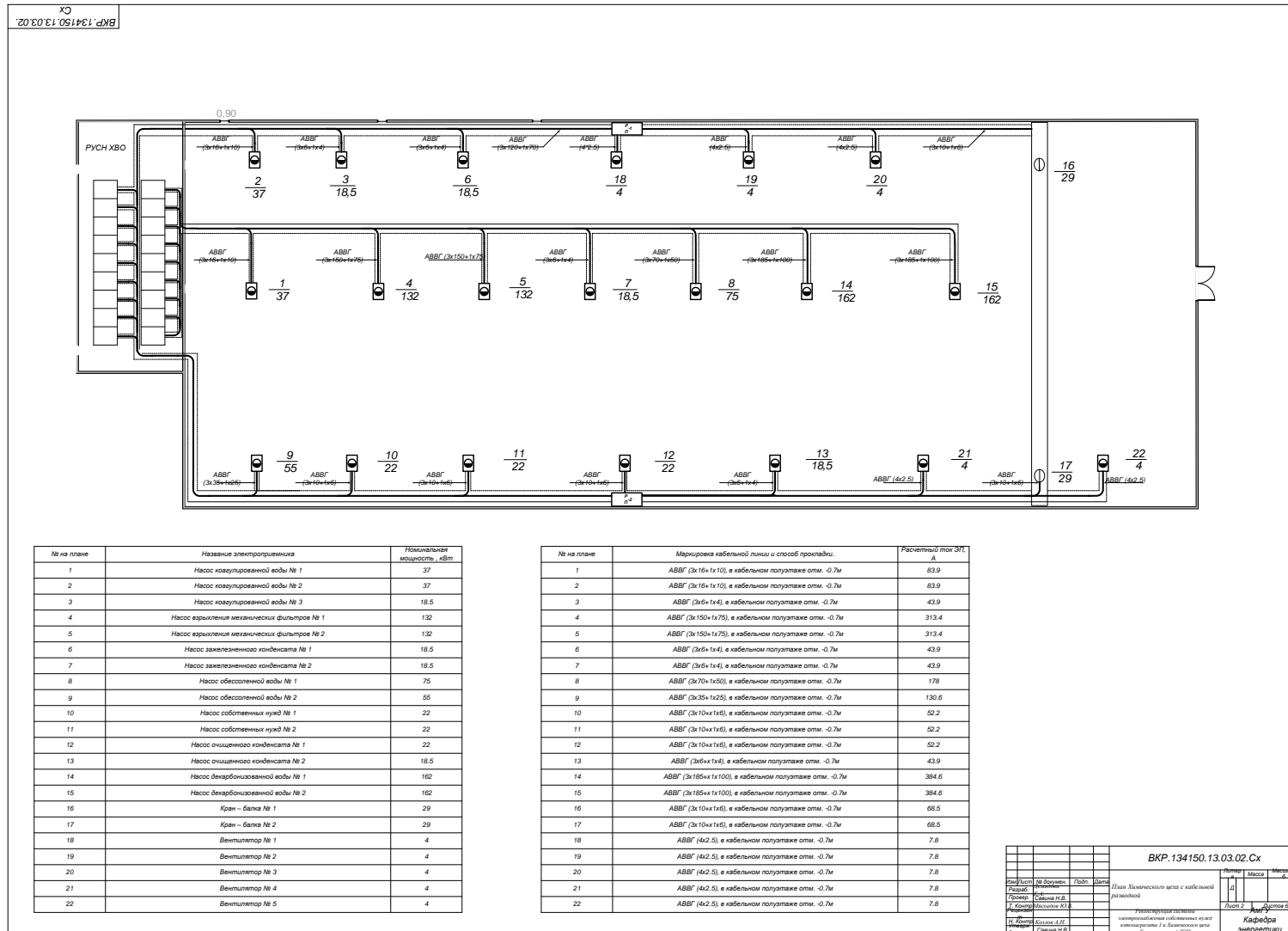
23 Шеховцов В.П. – Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Издательский центр ФОРУМ – ИНФА –М, 2007. – 210с.: ил.

24 Электротехнический справочник в 4-х томах. Том 3/ Под общей редакцией профессоров МЭИ/ – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А



# ПРИЛОЖЕНИЕ Б



# ПРИЛОЖЕНИЕ В

## Секция 1Р

СК  
ВКР.134150.13.03.02

Лист 1

Лист 2

Наименование электроприемника	РЕЗЕРВ	Рабочий ввод секции 1Р	Транс-тор разгрузки устройства	Резервный ввод секции 1Р	Транс-тор основного вспомогат. корпуса	Транс-тор ким. водочистки	Транс-тор топливозащиты	Насос подпорный сетевой	Циркуляционный насос	Дробилка молотковая Б	Багерный насос 2	Транс-тор собственный нужд 1Н	Ввод в индивидуальную капел.	Сетевой насос 2	Питательный знера насос	Багерный насос 5	Сетевой насос 4
Тип выключателя	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/1600/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/1600/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5
Тип трансформатора тока	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-2000	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-2000	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-6000	ТОЛ-СЭЦ-10-200	ТОЛ-СЭЦ-10-1000	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-2000

К реактору  
К РСШ вкв  
ТН-1Р  
ДС-1А  
ДС-1Б  
ВГД 1А  
ВГД 1Б  
ВГД 1В  
ВГД 1Г  
ДВ 1А  
ДВ 1Б  
ММТ 1А  
ММТ 1Б  
ММТ 1В  
ММТ 1Г

Наименование электроприемника	Трансформатор напряжения секции 1Р	Дымосос 1А I ск.	Дымосос 1А II ск.	Дымосос 1Б I ск.	Дымосос 1Б II ск.	Вентилятор сорничее дутья 1А	Вентилятор сорничее дутья 1Б	Вентилятор сорничее дутья 1В	Вентилятор сорничее дутья 1Г	Дутьевой вентилятор 1А I ск.	Дутьевой вентилятор 1А II ск.	Дутьевой вентилятор 1Б I ск.	Дутьевой вентилятор 1Б II ск.	Мельница молотковая планетарная 1А	Мельница молотковая планетарная 1Б	Мельница молотковая планетарная 1В	Мельница молотковая планетарная 1Г	Сетевой насос 4	Багерный насос 5	Питательный знера насос	Сетевой насос 2	Багерный насос 2	Дробилка молотковая Б	Насос подпорный сетевой	Циркуляционный насос
Тип выключателя	-	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	ВВ-ТЕЛ-10/630/31.5	АТД-443М1600УХЛ4	АБ-630/3-93	АТД-243М4000УХЛ4	АТД-443М1600УХЛ4	АБ-630/3-93	ДА304-630/3-31	АБ-42-834	АБ-17-48-12-3/УХЛ
Тип трансформатора тока	-	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-100	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75	ТОЛ-СЭЦ-10-75

Наименование электроприемника	Тип двигателя	Номинальная мощность двигателя, кВт
Дымосос 1А I ск.	ДА302-17-44-8/10 У1	630
Дымосос 1А II ск.		320
Дымосос 1Б I ск.	ДА302-17-44-8/10 У1	630
Дымосос 1Б II ск.		320
Вентилятор сорничее дутья 1А	ДА303-42-6/0У1	400
Вентилятор сорничее дутья 1Б	ДА304-400-3/6 У1	400
Вентилятор сорничее дутья 1В	ДА304-400-3/6 У1	400
Вентилятор сорничее дутья 1Г	ДА304-400-3/6 У1	400
Дутьевой вентилятор 1А I ск.	ДА302-17-44-8/10 У1	630
Дутьевой вентилятор 1А II ск.		320
Дутьевой вентилятор 1Б I ск.	ДА302-17-44-8/10 У1	630
Дутьевой вентилятор 1Б II ск.		320
Мельница молотковая планетарная 1А	ДА303-55-8М-У1	400
Мельница молотковая планетарная 1Б	ДА303-55-8М-У1	400
Мельница молотковая планетарная 1В	ДА304-400/К-8/У1	400
Мельница молотковая планетарная 1Г	ДА304-400/К-8/У1	400
Сетевой насос 4	АТД-443М1600УХЛ4	1600
Багерный насос 5	АБ-630/3-93	630
Питательный знера насос	АТД-243М4000УХЛ4	4000
Сетевой насос 2	АТД-443М1600УХЛ4	1600
Багерный насос 2	АБ-630/3-93	630
Дробилка молотковая Б	ДА304-630/3-31	630
Насос подпорный сетевой	АБ-42-834	400
Циркуляционный насос	АБ-17-48-12-3/УХЛ	1000

СК  
ВКР.134150.13.03.02

Лист 1

Лист 2

Имя	Лист	№ документа	Лист	Дата
Разработчик	1	С	1	2013.03.02
Проверено	1	С	1	2013.03.02
Утверждено	1	С	1	2013.03.02
Исполнено	1	С	1	2013.03.02

Объемная схема РУСН Б вв. Благовещенской ТЭЦ

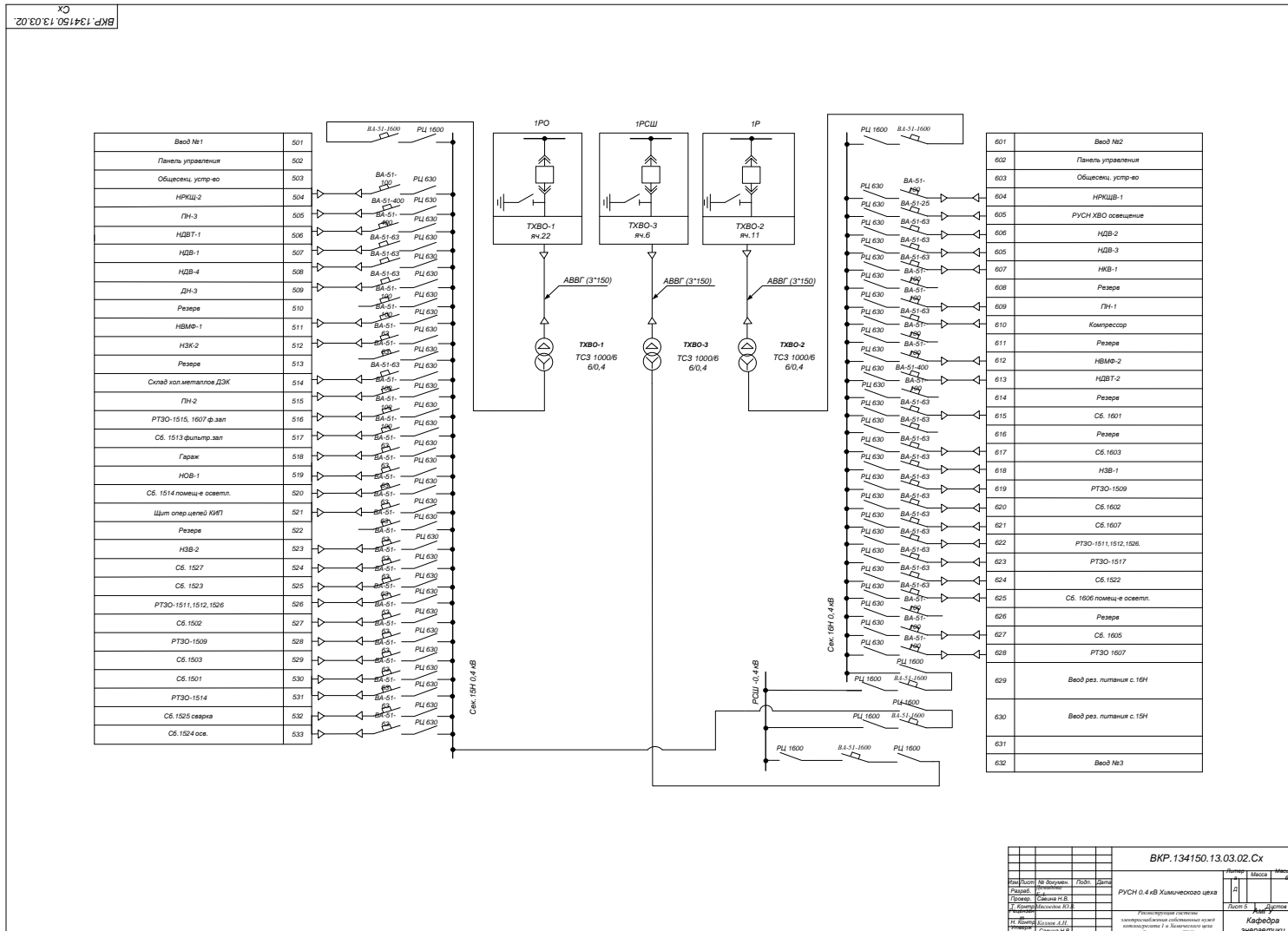
Лист 1 из 2

Катодная энергетика

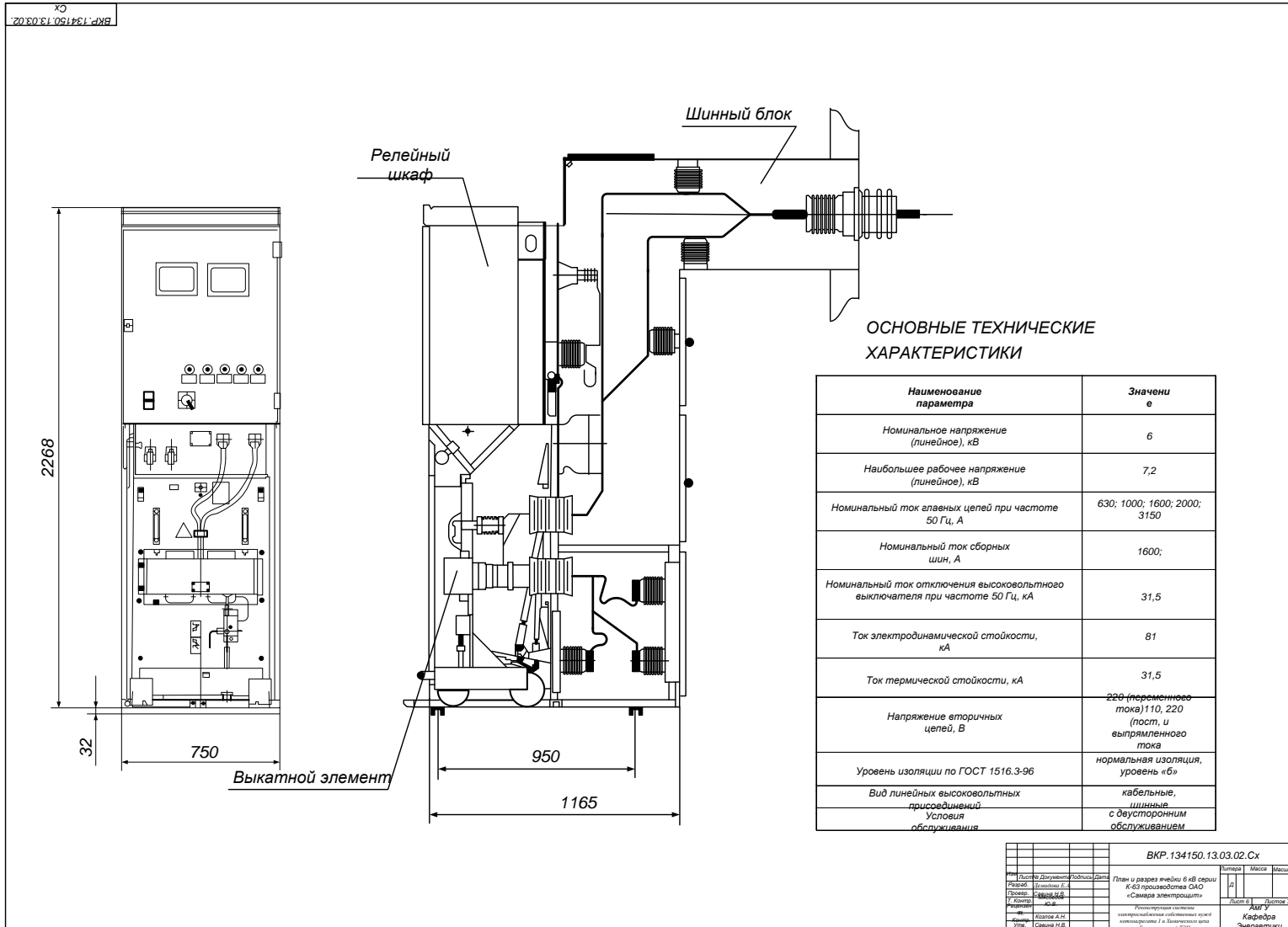
  

126

# ПРИЛОЖЕНИЕ Г



# ПРИЛОЖЕНИЕ Д





# ПРИЛОЖЕНИЕ Е

OX

ВКР.134150.13.03.02

**Появляющая схема**

АД32 Т 100х80
ВВ-ТЕЛ-10У 630/31.5
ТОЛ-СЩ- 10-75
ЗОН СЩ
ТЭЛМ-УЭ
ДЛЗМ. 400Х-317

ТН, счетчик атомной и реальной энергии
Коммерческий учет
Опсечка, МТЗ, УРОВ, защита от обрыва фаз
Защита от замыкания на землю
Измерение напряжения
Счетчик атомной и реальной энергии
Коммерческий учет

**Токовые цепи**

**Цепи напряжений**

Автомат питания ШУ
Положение отключено
Положение включено
Выключение от АВР
Технологическая защита, аварийная защита
Резерв (фаз, амперометрическая сигнализация)
Защита минимального напряжения
Ключ управления
Контроль цепей питания ШП
Реле контроля давления в системе смазки
Автомат питания устройства БЭМП РУ-ЭД

Шинки сигнализации
Сигнализация аварийного отключения
Резерв
Лампа «Блимер не пойдешь»
Выход в РУСН Секция 1РО
Блимер «Обрыв цепей управления»
Работа защиты БЭМП
Неисправность ЦУ
Неисправность ЦУ

Перечень аппаратуры				
Обозначение	Наименование	Тип	Техн. хар-ки	Кол-во
<b>РУСН ГК секция 1РО ячейка №17</b>				
A1	Блок микропроцессорный (устройство защиты)	БЭМП РУ-ЭД.5.220.Д	n = 220	1
SF1	Автомат питания 6ЭМП гаш	АП60ЭМ	ИИ-2.31 ИИ-0.3.34	1
SF2	Автомат питания 6ЭМП гаш	АП60ЭМ	ИИ-2.31 ИИ-0.3.34	1
SF3	Автомат питания 6ЭМП гаш	АП60ЭМ	ИИ-2.31 ИИ-0.3.34	1
SA2	Переключатель цепей сигнализации	ПВ-2-18М3	18А - 220В	1
PH1	Реле указательное	РУ-21	n 220В	2
R3,R4,R5	Резистор	ПВВ-25	4.3 кОм	1
HL1	Лампа сигнальная	СКЛ-11	«220В	3
PHC1	Счетчик ИВ	СЭ300	220/400В 50/50 А/5 А	1
XB1	Коробка испытательная переключая	-	100В 50/50 А/5 А	1
1ТТ, 2ТТ	Трансформатор тока	ТОС-10-11-1-2	200А	2
3ТТ	Трансформатор тока нулевой последовательности	Т20М-173	50/5 А 0.66 ВВ	1
<b>ЦТЦУ-1 Путь управления 1М-4А</b>				
SA1	Переключатель малогабаритный	ПВВВ-2222		1
A	Амперметр	34702	Класс 2003 ИИ-24.14	1
SAB1	Переключатель малогабаритный	ПВВВ В-122221609		1
HL01, HL01	Лампа аркадная	КМВ1-65		2
<b>Местный щит управления СН-3</b>				
KSP1	Реле промежуточное	PH-23	«220В	1
KSP2	Реле промежуточное	PH-252	«220В	1
SBT1	Пост многокнопный	ПВВ-2214		1

ВКР.134150.13.03.02.Сх

Исполн:	Н.В.Савина	Проф:	Дата:	Лист:	Масштаб:
Разработчик:	Д.А.Савина	Проверено:	С.В.Савина	21	1:1
Конструктор:	С.В.Савина	Согласовано:	С.В.Савина	21	1:1
Инженер:	С.В.Савина	Согласовано:	С.В.Савина	21	1:1
Проверено:	С.В.Савина	Согласовано:	С.В.Савина	21	1:1

Релейная защита и автоматика электрического оборудования 6-10 кВ

Лист 6 из 6

Кафедра  
энергетики