


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) образовательной программы Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


Зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 26 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


на тему: Проектирование системы электроснабжения промышленной
эксплуатационной базы на космодроме Восточный.

Исполнитель
студент группы 442-об4


25.06.2018
подпись, дата

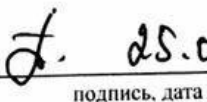
М.Д. Бакшаев

Руководитель
канд. техн. наук, доцент


25.06.2018
подпись, дата


А.А. Остапенко

Консультант:
Безопасность и
экологичность
канд. техн. наук, доцент


25.06.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
канд. техн. наук, доцент


25.06.2018
подпись, дата

А.Г. Ротачёва


Благовещенск 2018 г.

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

« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бакшаева Максима Дмитриевича

1. Тема бакалаврской работы: Проектирование системы электроснабжения промышленной эксплуатационной базы на космодроме Восточный

(утверждено приказом от 12.03.18 № 573-42)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: схема электроснабжения космодрома Восточный, однолинейные схемы подстанций

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Выбор главной схемы подстанции, выбор номинального напряжения, выбор силовых трансформаторов и ТСН, расчет максимальных и рабочих токов, выбор сечения токопроводящих элементов, экономический расчет, разработка релейной защиты, заземления и молниезащиты

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): список объектов промышленной эксплуатационной базы, кабельный журнал

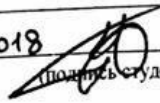
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): доцент, канд. техн. наук Булгаков Андрей Борисович. Безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания 07.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: доцент, канд. техн. наук Остапенко Александр Анатольевич


(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 12.03.2018


(подпись студента)

Бакшаев М.Д.

РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит 101 страницу, 14 рисунков, 20 таблиц, 14 источников.

СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ, МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ.

В данном дипломном проекте выполнено внутреннее и внешнее электроснабжение промышленной эксплуатационной базы космодрома «Восточный», рассмотрены схемы электрических соединений подстанции, произведен технико-экономический расчет по выбору числа и мощности силовых трансформаторов, рассчитаны токи короткого замыкания, по которым производился выбор основного электрооборудования, токоведущих частей, релейной защиты, автоматики, произведена замена всех проводов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Основная часть	8
1.1 Характеристика района Амурской области	8
1.2 Основные сведения об эксплуатационных базах	10
1.3 Система электроснабжения космодрома	15
1.4 Электроснабжение центральной распределительной подстанции (ЦРП) "ПСЭБ"	18
1.5 Электроснабжение электроприемников объектов "ПСЭБ"	19
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	21
3 Разработка электрической сети	25
3.1 Построение и краткая характеристика	25
3.2 Выбор конфигурации сети для дальнейшего анализа	27
3.3 Расчет упрощенного потокораспределения активной мощности и выбор рационального напряжения	28
3.4 Выбор типа схемы РУ подстанции	29
3.5 Компенсация реактивной мощности (КРМ)	30
3.6 Выбор трансформаторов	33
3.7 Выбор сечений проводов	35
3.8 Конструктивное исполнение электрической сети	37
4 Экономический расчет электрической сети	44
4.1 Расчет капиталовложений	44
4.2 Расчет потерь электроэнергии	45
4.3 Расчет издержек	46
4.4 Определение приведенных затрат	47
5 Релейная защита и автоматика	48
5.1 Исходные данные сетей 10 и 0,38 кВ	48

5.2 Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ)	50
6 Выбор устройств релейной защиты в сети 10 кВ и 0,4 кВ и расчет их уставок	56
7 Заземление и молниезащита	59
8 Безопасность и экологичность	60
8.1 Безопасность	60
8.2 Экологичность	66
8.3 Пожарная безопасность	70
9 Охрана труда	74
9.1 Вопросы ТБ при обслуживании распределительных сетей	74
9.2 Выбор средств индивидуальной защиты	75
Заключение	77
Библиографический список	78
Приложение А - Объекты ПСЭБ	80
Приложение Б - Кабельный журнал	84
Приложение В - Расчёт в программе Mathcad 15.0	93

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР - автоматический ввод резерва

ВЛ - воздушная линия

ВЭ - выключатель элегазовый

ГТЭ - газотурбинная электростанция

ДЭС - дизель-электрические станции

ЗРУ - закрытое распределительное устройство

КЗ - короткое замыкание

КЛ - кабельная линия

ЛВН - линейный выключатель нагрузки

МТЗ - максимальная токовая защита

ОПН - ограничитель перенапряжения

ПС - подстанция

ПСЭБ - промышленная строительная эксплуатационная база

ПУЭ - правила устройства электроустановок

РЗиА - релейная защита и автоматика

РКН - ракета космического назначения

СВН - сетевой выключатель нагрузки

СР - секционный разъединитель

СТ - силовой трансформатор

ТСН - трансформатор собственных нужд

ТЭЦ - теплоэлектроцентраль

УРОВ - устройство резервирования отключения выключателя

ЦРП - центральная распределительная подстанция (пункт)

ВВЕДЕНИЕ

На космодроме Восточный производится строительство промышленной строительной эксплуатационной базы (ПСЭБ). Она представляет собой комплекс зданий и сооружений с оборудованием, приспособлениями, приборами и инструментами, предназначенными для технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования машин и подготовки их к использованию по назначению. Это склады, гаражи, ангары, административные здания, ремонтно-механический завод, автозаправочная станция которые находятся за периметром космодрома и напрямую не влияют на стартовую деятельность объектов: крытого склада, автотранспортного хозяйства, административного комплекса, пожарного депо, котельной, очистных сооружений и открытого склада. На строительных площадках ПСЭБ, уже полным ходом идут внутренние отделочные работы со строгим соблюдением графика.

Для рациональной системы электроснабжения требуется надежность, экономичность и качество передаваемой электроэнергии, также для эффективности всей системы электроснабжения в целом я разработал систему внутреннего и внешнего электроснабжения промышленной эксплуатационной базы.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Климатическая характеристика амурской области

Выбор и проверка электротехнического оборудования в данной работе проводится с учетом климатической характеристики района в котором оно будет эксплуатироваться. Основные климатические данные по рассматриваемому району представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические данные	Величина
Район по ветру	IV
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	460
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм)	20
Температура воздуха высшая, (град С)	39
Температура воздуха низшая, (град С)	-38.6
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	-1.1
Число грозových часов	47
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

Приведенные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе основного электротехнического оборудования в системе электроснабжения 10, 0,4 кВ.



Рис. 1. Карта района

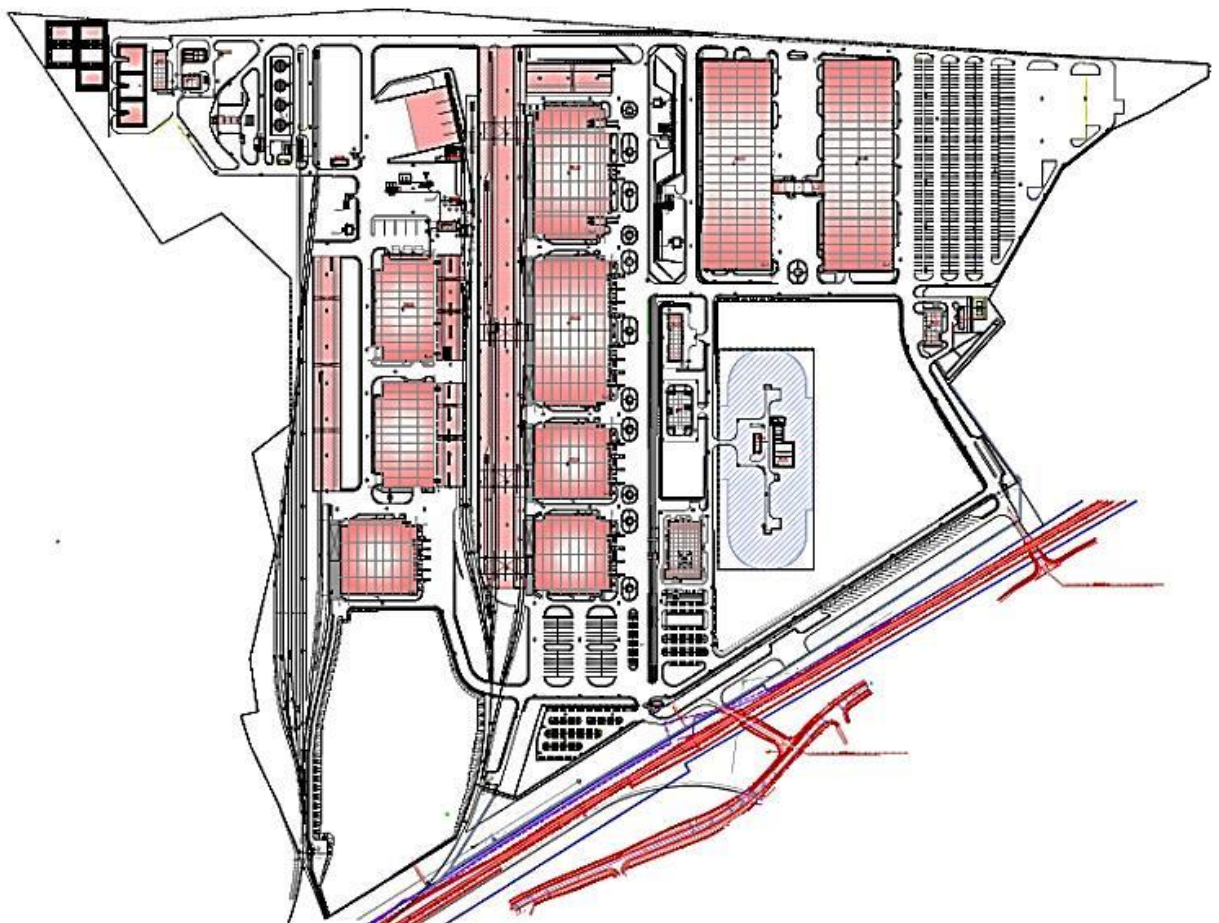


Рис. 2. Схема проектируемого района

1.2 Основные сведения об эксплуатационных базах

Основным назначением средств технического обслуживания и ремонта является механизация работ, которые выполняются слесарями. Их применение улучшает условия производства работ, сокращает затраты труда и повышает качество работ. Эксплуатационные базы разделяют на стационарные и передвижные в зависимости от мобильности. К стационарным относят те, которые применяются на постоянных местах и машины, предназначенные для обслуживания и ремонта подъезжают к ним сами или их подвозят, а к передвижным относятся те, которые передвигают к машинам, находящимся на строительных объектах для указанных целей.

В основном стационарные средства находятся в эксплуатационных базах и ремонтных заводах. Эксплуатационной базой является комплекс зданий и сооружений, на которых находятся оборудования, приспособления, приборы и инструменты, используемые для ТО, ремонта, хранения и транспортировки машин и подготовки их для использования в назначенных целях.

Базы делятся на временные, передвижные и постоянные по времени действия на одном. Постоянные базы строятся на долгий срок в местах, где находятся основные объекты строительства (в городах, промышленных предприятиях и т. д.). В них находятся капитальные здания и сооружения для размещения средств и выполнения работ. Временные базы строят в местах, где производится построение крупных объектов, таких как электростанции, промышленные объекты и другие. Их размещают во временных зданиях и сооружениях. По окончании строительства объекта помещения баз применяют для других приспособлений. Для передвижных баз находят применение при малых сроках строительства объектов и линейном характере строительства (железных и автомобильных дорог, нефтепроводов, линий электропередач и др.). Также для них применяют здания сборно-разборного типа. По окончании строительства объекта или определенного участка

дороги, трубопровода или ЛЭП эти здания разбираются и перевозятся на новый объект или участок стройки вместе с оборудованием.

В основном эксплуатационные базы создаются для одного предприятия (управления механизации, СМУ и ПМК), на котором находится свой парк строительных машин. Но также предприятие может иметь и несколько баз, если в зоне деятельности предприятия находится постоянная эксплуатационная база, с помощью которой экономически невыгодно обслуживать машины, удаленные от нее на значительные расстояния. В таком случае строят временные базы в местах скопления машин, находящихся далеко от основной базы.

Эти обе базы могут взаимодействовать в своей деятельности. Например, временная база выполняет техническое обслуживание и устранение неисправностей машин, находящихся на удаленном объекте, а постоянная база производит текущий и капитальный ремонты. Временные базы также производят текущий ремонт машин агрегатным методом на основе сборочных единиц после ремонта в мастерских постоянных баз или на ремонтно-механических заводах(РМЗ).

На предприятиях может быть разный парк машин в зависимости от решаемых ими целями, поэтому для него строятся и разные типы баз. Существуют универсальные - это те, которые предназначены для обслуживания и ремонта смешанных (содержащих многие виды машин) парков машин, и также существуют специализированные, предназначенные для отдельных видов машин (землеройных, подъемно-транспортных, башенных кранов и др.). В этих базах меньше потребность в оборудовании, чем в универсальных, и также оно лучше используется на них. Базы каждого типа имеют свои различные особенности, обусловленные теми климатическими зонами, в которых они находятся.



Рис. 3. Общий вид эксплуатационной базы

На базе находятся: наземный резервуарный парк хранения дизельного топлива, насосная для заправки тепловозов, насосная станция с операторской и бытовыми помещениями, автомобильный узел налива, сливная эстакада, маневровое устройство, резервуары аварийного пролива топлива V-15 м³, здание службы эксплуатации железной дороги, депо для экипировки и обслуживания тепловозов, склад песка, компрессорная станция, мачта освещения, пункт заправки тепловозов, Подземный резервуар для сбора аварийных проливов, мачта освещения с молниеприемником, молниеприемник мачтовый, котельная, противопожарная насосная станция, противопожарный резервуар, очистные сооружения хоз-бытовых стоков, КПС, очистные сооружения дождевых стоков, гараж, АБК, столовая, КПП, площадка ТБО, дизель-генераторная, крытый склад, пожарное депо, склад тарного хранения нефтепродуктов, резервуары склада нефтепродуктов, пост заправки машин нефтепродуктами, навес для хранения машин, открытая стоянка машин с подогревом, открытая стоянка машин, площадка для хранения машин, ожидающих ремонта, площадка для хранения металла, открытая площадка для производства наружных работ, производственный корпус (мастерская), административно-бытовые помещения.

Соответственно им и базы создают для умеренного, холодного и жаркого климата.

Основной показатель базы - ее мощность, это общее количество машин, обслуживаемых базой при использовании ее всех производственных

площадей и оборудования. Для сравнения разнотипных баз их мощность выражается денежными затратами, которые представляют собой стоимость выполненных базой работ за год в рублях.

Эксплуатационные базы бывают на 50, 75, 100, 150, 200 и более машин. На рис. 4 показан общий вид такой базы на 300 машин.

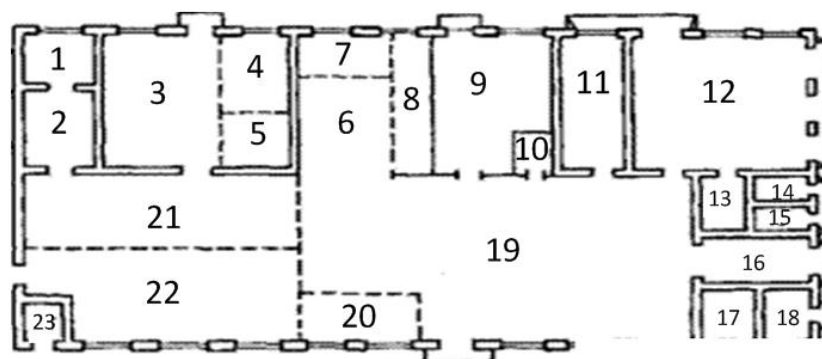


Рис. 4. Схема размещения отделений и участков в производственном корпусе эксплуатационной базы: 1 - участок ремонта топливной аппаратуры, 2 - испытательная станция, 3 - кузнечно-термический участок, 4 - заготовительно - сварочное отделение, 5 - медницкое отделение, 6 - участок мойки сборочных единиц, 7 - контрольно-сортировальный участок, 8 - комплектовочная кладовая, 9 - склад материалов и запасных частей, 10 - инструментально-раздаточная кладовая, 11 - регулировочное отделение, 12 - пункт технического обслуживания, 13 - шинно-монтажное отделение, 14 - склад баллонов кислорода, 15 - кладовая химикатов, 16 - участок наружной мойки, 17 - деревообрабатывающее и обойное отделение, 18 - насосная, 19 - разборочно-сборочное отделение, 20 - участок ремонта электрооборудования, 21 - отделение по ремонту двигателей, 22 - механическое отделение, 23 - распределительное устройство

Основной элементом базы является производственный корпус(мастерская), в нем выполняются работы по техническому обслуживанию и ремонту. Схема размещения участков и отделений дана на рис. 4.

Во время выполнения конкретных видов работ в кооперации с близко расположенными базами других предприятий одного ведомства состав участков и баз производственного корпуса может быть иным. Например, на базе одного предприятия производится ремонт оборудования для другого предприятия, поэтому для первого из них не нужно строить аналогичное отделение. В таком случае стоимость производственного корпуса второго предприятия будет меньше, а у первого снизится себестоимость ремонта за счет лучшего использования оборудования.

Главным руководителем всех видов работ в производственном корпусе является заведующий мастерской через механиков, отвечающих за работу отдельных участков и отделений производственного корпуса(мастерской). Он подчиняется главному инженеру или главному механику предприятия.

Ремонтно-механические заводы выполняют капитальный ремонт полнокомплектных машин и отдельных видов сборочных единиц. Они так же как и базы делятся на универсальные и специализированные.

Специализируются заводы на ремонте отдельных видов машин и сборочных единиц. Существуют заводы по ремонту экскаваторов, кранов, тракторов, двигателей внутреннего сгорания(ДВС), электрооборудования, гидрооборудования и др. Также мощность заводов считают количеством отремонтированных за год машин или сборочных единиц и годовой стоимостью работ.

Управление заводом осуществляет директор. Его первым заместителем является главный инженер, который руководит техническим обеспечением производства, а вторым - инженер, осуществляющий его хозяйственное обеспечение. Структура управления отделов завода состоит из: планово-производственного отдела, технического, главного механика, технического контроля, строительства, снабжения и кадров.

На эксплуатационные базы и ремонтных заводах находятся моечно-очистное, заправочно-смазочное, разборочно-сборочное и диагностическое оборудование, также оборудование необходимое для технического обслуживания и ремонта двигателей внутреннего сгорания, топливной аппаратуры, трансмиссии, ходовой части, гидрооборудования, электрооборудования и для окраски машин, называемым стационарным.

Совместно с эксплуатационными базами для технического обслуживания и ремонта используют передвижные средства, которые представляют собой сложные конструкции, каждая из них состоит из транспортного средства и набора оборудования, приспособлений, приборов и инструмента, поддерживающих выполнение всех видов работ, для которых оно необходимо.

Топливомаслозаправщиком является передвижное средство, которое осуществляет дозаправку и заправку машин топливно-смазочными материалами на их местах применения, а средством необходимым для производства работ по техническому обслуживанию и ремонту машин является передвижная мастерская. К ним относятся также средства транспортирования машин к месту их обслуживания, ремонта или использования по назначению.

1.3 Система электроснабжения космодрома

Система электроснабжения космодрома предназначена для приема электроэнергии от внешних и автономных источников электроэнергии, подачи ее по ЛЭП 220, 110, 35 кВ к основным потребителям, преобразования энергии до 6 (10) кВ и передачи ее основным потребителям систем внутреннего электроснабжения ТК и СК, "ПСЭБ" и других объектов инфраструктуры.

Система внешнего электроснабжения космодрома получает электроэнергию на головные понизительные подстанции (ГПП) от энергосистемы региона и распределяет ее напряжение 220, 110 кВ и 35 кВ по сетевым подстанциям (ПС) площадок, ТК, СК, "ПСЭБ", аэродрома и других объектов инфраструктуры.

Главной особенностью внешней системы электроснабжения космодрома является то, что на территории космодрома находится постоянно работающий источник электрической энергии и тепла - теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) и резервно-пиковый источник - газотурбинная электростанция (ГТЭ).

Система внутреннего электроснабжения площадок, ТК и СК и других объектов инфраструктуры включает в себя резервные электростанции (стационарные и мобильные), внутриплощадочные электрические сети до и выше 1 кВ, потребительские трансформаторные подстанции. Система внутреннего электроснабжения получает электроэнергию от системы внешнего электроснабжения через подстанции и распределяет ее по трансформаторным подстанциям объектов. Резервные дизель-электрические станции (ДЭС) системы внутреннего электроснабжения заменяют систему внешнего электроснабжения в случае ее аварийного отключения и при несоответствии показателей качества электроэнергии установленным.

В качестве резервного источника электроэнергии может использоваться энергопоезд. В состав энергопоезда ГТЭ-24 входят два турбовоза, вагон управления, вагон распределительных устройств и вагон вспомогательного оборудования. В турбовозе размещен турбогенератор мощностью 12 МВт, напряжением 6 кВ и частотой 50 Гц; в вагоне управления расположены устройства защиты и управления энергопоезда; в вагоне распределительных устройств находятся распределительное

устройство 6 кВ и трансформаторы собственных нужд; в вагоне вспомогательного оборудования расположены насосы и сепараторы топлива.

Потребители электроэнергии космодрома, в зависимости от требований бесперебойности и надежности, подразделяются на три категории.

Потребители 1-й категории - электроприемники, обеспечивающие боевое дежурство, подготовку и пуск ракет космического назначения (РКН). В зависимости от допустимых перерывов в электроснабжении потребители 1-й категории делятся на две группы: группа 1-А - потребители, не допускающие перерыва в электроснабжении; группа 1-Б - потребители, которые допускают перерыв в электроэнергии на время автоматического включения резервного источника электроэнергии. Электроснабжение потребителей 1-й категории выполняется не менее чем от двух независимых источников электроэнергии с устройством автоматического включения резервного источника.

Потребители 2-й категории - электроприемники, обеспечивающие боевое дежурство, перерыв в электроснабжении которых допускается на время, необходимое для включения резервного источника энергии, что не приводит к понижению боевой готовности. Электроснабжение потребителей 2-й категории выполняется от двух независимых источников электроэнергии, при этом допускается включение резервного источника обслуживающим расчетом.

Потребители 3-й категории - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых разрешается на время, требуемое для проведения ремонтно-профилактических работ в системе электроснабжения или устранения аварий. Электроснабжение потребителей 3-й категории осуществляется, в основном, от одного источника электроэнергии.

1.4 Электроснабжение центральной распределительной подстанции (ЦРП) "ПСЭБ"

В ЦРП "ПСЭБ" находится комплектное распределительное устройство (КРУ) 10 кВ, выполненное в блочно-модульном здании, состоящем из 13 блоков (рис. 5), производства Группы Компаний "Электроцит-ТМ Самара". Принята схема - одна рабочая секционированная выключателем система шин. Вводные и линейные ячейки приняты типа К-63. Ввода в ячейки осуществляются кабелем снизу.

Источником питания для ЦРП 10 кВ "Промышленная строительно-эксплуатационная база" служит подстанция 220/10 кВ "Восточная".

В модульном здании предусмотрена автоматическая система вентиляции, рабочего и аварийного освещения, кондиционирования воздуха.

В качестве трансформаторов собственных нужд применяются сухие трансформаторы с литой изоляцией типа ТЛСЗ-63/10/0,4 в защитном кожухе производства Свердловского завода трансформаторов тока.

Для освещения территории используются две прожекторные мачты типа ПМЖ-16,6 с установленными на них прожекторами. Также на данных мачтах установлены молниеотводы для организации молниезащиты.

Кабели по территории прокладываются в наземных лотках типа УБК-2А.

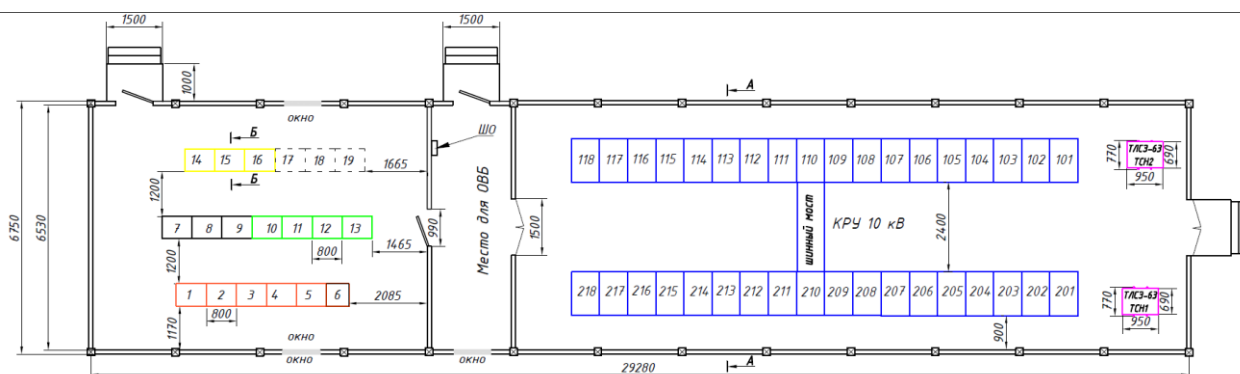


Рис. 5. План комплектно-блочного модульного здания КРУ 10 кВ совмещенного с ОПУ

1.5 Электроснабжение электроприемников объектов "ПСЭБ"

Блочная комплектная трансформаторная подстанция типа БКТП-4х1000-10/0,4 с четырьмя трансформаторами мощностью 1000 кВА предназначена для электроснабжения электроприемников проектируемых объектов ПСЭБ.

Подстанция разработана для применения в электрических сетях напряжением 10 кВ с двухлучевой схемой питания (рис. 6).

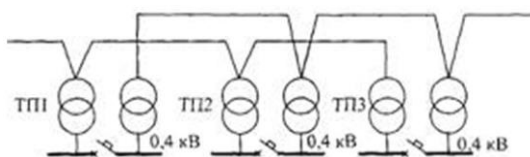


Рис.6. Двухлучевая схема питания

БКТП-4х1000-10/0,4 представляет собой готовое изделие, полностью укомплектованное оборудованием, за исключением оборудования и материалов, приведенных в заказных спецификациях, а также глубинных заземлителей (в случае необходимости приобретаются заказчиком и монтируются отдельно).

Полный перечень оборудования, изделий и материалов поставляется комплектно с БКТП-4х1000-10/0,4 и приведен в заводской комплектовочной ведомости.

Соответствует требованиям ГОСТ 14695-80, ГОСТ 20248-82, ТУ 3412-001-58442814-06 и конструкторской документации.

Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150-69-ХЛ-1.

Номинальная мощность силовых трансформаторов - 1000 кВА.

Напряжение РУ ВН - 10 кВ.

Напряжение РУ НН - 0,4/0,23 кВ.

Частота переменного тока - 50 Гц.

Номинальный ток РУ ВН - 630 А.

Номинальный ток РУ НН - 2500 А.

Габариты БКТП-4х1000-10/0,4 - 14950х4950х3000(н) мм.

Соответствует требованиям сейсмостойкости при воздействиях интенсивностью 9 баллов (по шкале MSK-64).

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет проводится с целью определения нагрузок электрических сетей, трансформаторов, выбора их числа и мощности, сечений проводов линий электропередач, компенсации реактивной мощности. Расчеты и анализ графиков электрических нагрузок позволяют определить $tg \varphi$ на отдельных трансформаторах и в целом по подстанции; колебания напряжения, правильно оценить режим работы электрооборудования, выявить узкие места и резервы, установить оптимальный режим их работы.

Исходной информацией служат типовые графики электрических нагрузок (ГЭН) предприятий – аналогов, а также коммунально-бытовой и сельскохозяйственной нагрузки, установленная мощность подстанций.

Покажем алгоритм расчета вероятностных характеристик (летний и зимний период года):

- средняя мощность – значение ее величины требуется для выбора силовых трансформаторов и для анализа электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i, \quad (2)$$

где где P_i , Q_i – ординаты графиков нагрузки на i -ый час суток;

t_i – час суток (в течение каждого часа);

T – период наблюдения (24 часа).

- эффективная (среднеквадратичная) мощность – она показывает, насколько эффективно эксплуатируется энергосистема. Ее величина необходима для расчета потерь электроэнергии и мощности:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (3)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} \quad (4)$$

- максимальная мощность – средняя мощность за ½ часа в период максимальных нагрузок энергосистемы, по ее величине выбираются все элементы системы, кроме силовых трансформаторов. Как вероятностная характеристика зависит от математического ожидания, коэффициента формы графика, определяющегося через среднее квадратичное отклонение и коэффициент Стьюдента:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (5)$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{cp}} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (6)$$

где $K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}} \geq 1$ - коэффициент формы;

$t_{\beta} = f(\beta, n)$ - коэффициент Стьюдента;

β - доверительная вероятность;

n – количество измерений.

- минимальная мощность - средняя мощность за ½ часа в период минимальных нагрузок энергосистемы:

$$P_{\text{min}} = P_{\text{cp}} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (7)$$

$$Q_{\text{min}} = Q_{\text{cp}} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right) \quad (8)$$

Для коэффициента Стьюдента t_{β} выбираем значение 1.96, так как доверительная вероятность принимается равной $\beta = 0.95$ и в данном случае небольшая выборка.

Расчет прогнозируемой нагрузки

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую мощность.

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{\delta} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{\delta}} \quad (9)$$

где P_{cp}^{δ} - средняя мощность за текущий год;

ε - относительный прирост электрической нагрузки (Для Дальнего Востока $\varepsilon = 6\%$);

$t_{прог}$ - год, на который определяется электрическая нагрузка;

t_{δ} - год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Расчеты выполним с помощью программы “Расчет нагрузок”.

Полученные данные запишем в таблицу 2 и 3.

Таблица 2 - Вероятностные характеристики

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
В	Зима	58.46	58.62	90.39	15.53	17.12	39.37
	Лето	52.01	31.36	62.18	9.03	11.38	20.01
Ц	Зима	0.0585	0.0675	0.0774	0.225	0.027	0.054
	Лето	0.0533	0.0627	0.0714	0.198	0.023	0.049
Б	Зима	1.41	1.71	3.34	0.52	0.61	1.19
	Лето	1.32	1.58	3.13	0.45	0.52	1.07

Таблица 3 - Прогнозируемая нагрузка

Подстанция	Время	$P_{cp.прог.}$, МВт	$P_{эф.прог.}$, МВт	$P_{max.прог.}$, МВт	$Q_{cp.прог.}$, Мвар	$Q_{эф.прог.}$, Мвар	$Q_{max.прог.}$, Мвар
А	Зима	74.61142	74.81563	115.3631	26.86011	26.93363	41.53071
	Лето	66.3794	40.02419	79.35919	23.89659	14.40871	28.56931

Продолжение таблицы 3

Подстанция	Время	$P_{\text{ср.прогн.}}$, МВт	$P_{\text{эф.прогн.}}$, МВт	$P_{\text{max.прогн.}}$, МВт	$Q_{\text{ср.прогн.}}$, Мвар	$Q_{\text{эф.прогн.}}$, Мвар	$Q_{\text{max.прогн.}}$, Мвар
Б	Зима	0.074662	0.086149	0.098784	0.026878	0.031014	0.035562
	Лето	0.068026	0.080023	0.091127	0.024489	0.028808	0.032806
В	Зима	1.799557	2.182441	4.26278	0.665836	0.807503	1.577229
	Лето	1.684692	2.016525	3.994761	0.623336	0.746114	1.478062

3 РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Построение и краткая характеристика

Разработка схемы проектируемой сети — один из наиболее важных моментов проектирования, поскольку найденный вариант должен быть результатом работы инженера-проектировщика. Выбор схемы сети не сводится к чисто геометрическим ее построениям. В выборе схемы должны быть заложены определенные идеи, направленные на лучшее электроснабжение потребителей, с наименьшими затратами, на требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Поэтому при разработке схемы необходимо учитывать экономичность решений, следуя следующим принципам:

- исключение обратных перетоков мощности в разомкнутых сетях;
- разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки;
- в кольцевых сетях должен быть только один уровень номинального напряжения;
- исключение объединения маломощных подстанций с крупными в замкнутых сетях;
- связность сети;
- вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения;
- необходимо предусмотреть возможность развития электрических нагрузок в пунктах потребления;
- вариант электрической сети должен быть технически осуществим, т.е. должно быть электрооборудование, выпускаемое промышленностью на рассматриваемые нагрузки, сечение линий, уровни напряжения.

Выбор производится на основе сравнения: длин линий, длин трасс линий, протяженности двухцепных линий, числа выключателей на подстанциях, значений наибольшей потери напряжения, надежности электроснабжения потребителей, гибкости сети, т. е. возможности производить переключения без перерывов в электроснабжении, и перспектив расширения сети.

Длина линий и трасс определяется с учетом их непрямолинейности. Действительная длина принимается на 10 % больше длины, измеренной по прямой линии. Что касается потерь напряжения, то в процессе предварительных расчетов уровни напряжения на понижающих подстанциях можно признать удовлетворительными в тех случаях, когда в нормальных режимах сети одного напряжения потери не превосходят 15 %, а в послеаварийных режимах — 20 %. Если сравниваются варианты с разными напряжениями, дополнительно подсчитываются капиталовложения, необходимые для их выполнения (стоимость линий, ячеек выключателей и трансформаторов подстанций).

В проектной практике как правило применяют повариантный метод сравнения, согласно которому все предложенные конфигурации схем разбиваются на несколько групп по схожести.

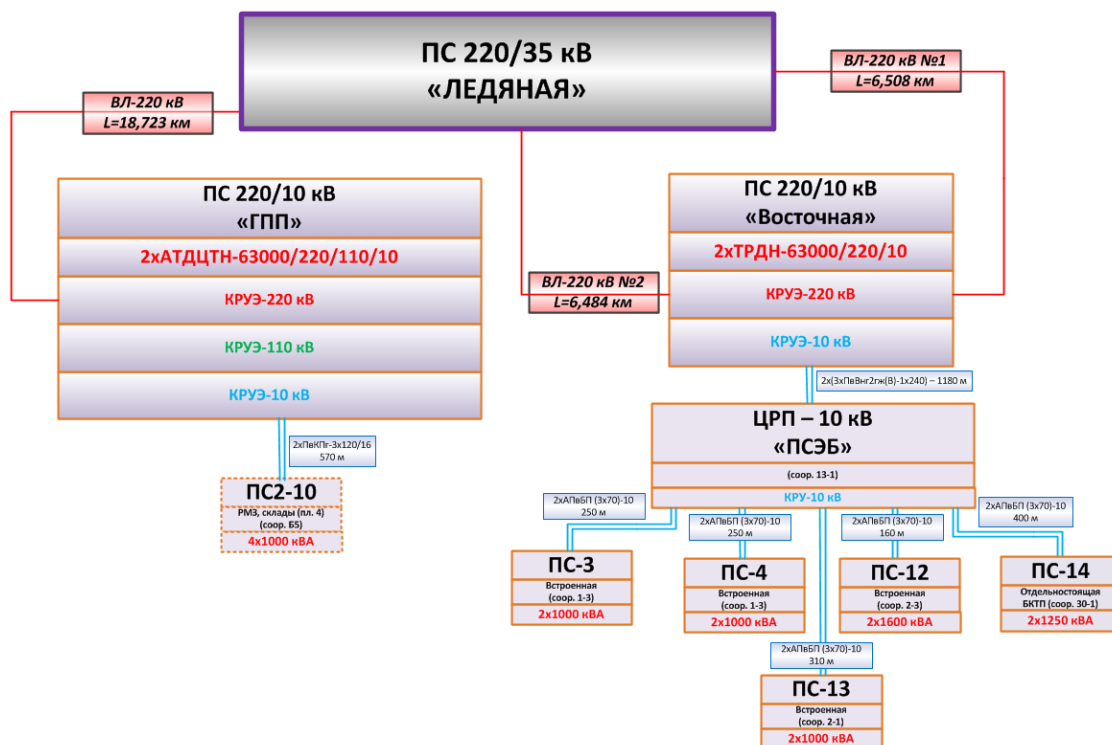


Рис.7 Схема сети

Источником питания для ЦРП "Промышленная строительно-эксплуатационная база" служит подстанция "Восточная".

Блочная комплектная трансформаторная подстанция типа БКТП предназначена для электроснабжения электроприемников проектируемых объектов ПСЭБ.

3.2 Выбор конфигурации сети для дальнейшего анализа

Выбор рациональной схемы сети производится на основе технико-экономического сопоставления ряда ее вариантов. Сопоставляемые варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования (провода, трансформаторы и т. п.), а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, относящихся к первой категории.

Общие принципы экономически целесообразного формирования электрических сетей могут быть сформулированы следующим образом:

- схема сети должна быть по возможности простой, и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий

и экономию потерь мощности и электроэнергии;

- следует стремиться осуществлять электрические сети с минимальным количеством трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также – потери мощности и электроэнергии;
- комплекс номинального напряжения и схемы сети должны обеспечивать необходимое качество электроснабжения потребителей и выполнение технических ограничений электрооборудования линий и подстанций (по токам в различных режимах сети, по механической прочности и т. п.).

Таблица 4 – Суммарная длина линий по трассе и количество выключателей

Длина линии по трассе, км	Число выключателей
3,12	56

3.3 Расчёт упрощённого потокораспределения активной мощности и выбор рационального напряжения

Задача сводится к определению номинального напряжения. Напряжение мы можем определять, как по номограммам, так и по эмпирическим формулам. В данном курсовом проекте для определения напряжения мы будем пользоваться формулой Стилла. Для определения напряжения необходимо знать длину линии каждого участка сети и потоки максимальной активной мощности по линиям. В качестве примера приведем расчет мощности на головном участке сети В-Ц.

Рассчитаем потоки максимальной активной мощности по линиям, МВт:

$$P_{B-Ц} = P_{\max Bз} , \quad (10)$$

$$P_{B-Ц} = 115,363, \text{ KВт}$$

Поток мощности на участке В-Ц равен мощности ПС В, так как линия спроектирована в двухцепном исполнении.

Аналогичным способом определяются потоки активной мощности для летнего периода.

Рассчитаем рациональное напряжение в проектируемой сети по формуле Стилла:

$$U_{\text{рацВ-Ц}} = 4,34 \sqrt{l_{\text{В-Ц}} + 0,016 * P_{\text{В-Ц}}} \quad (11)$$

Определяем рациональные напряжения на участке сети. В качестве примера рассмотрим участок В-Ц:

$$U_{\text{рацВ-Ц}} = 4,34 \sqrt{1,416 + 0,016 * 115,363} = 7,838, \text{ кВ}$$

При всех расчетах мы учитывали, что подстанции, соединенные в кольцо, имеют одинаковое напряжение, поэтому потоки активной мощности и рациональное напряжение считались только на головных участках.

Расчетные значения приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Номинальные напряжения

Участок	Длина участка, км	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
В-Ц	2,36	8,901	10
Ц -Б	0,8	4,044	10

3.4 Выбор типа схемы ру подстанции

При выборе схем РУ подстанций необходимо учитывать число подходящих к подстанции линий, класс номинального напряжения и требования по надежности электроснабжения потребителей. Так же следует учитывать стоимость подстанции, что бы она была минимально возможная.

Для этого необходимо выбирать наиболее упрощенные схемы подстанции, с наименьшим количеством выключателей.

Данным требованиям сети данного проекта будут отвечать следующая схема РУ: одна рабочая секционированная выключателем система шин (рис. 8). Применяется для КРУ-10, питаемой по двум линиям на напряжение 10 кВ.

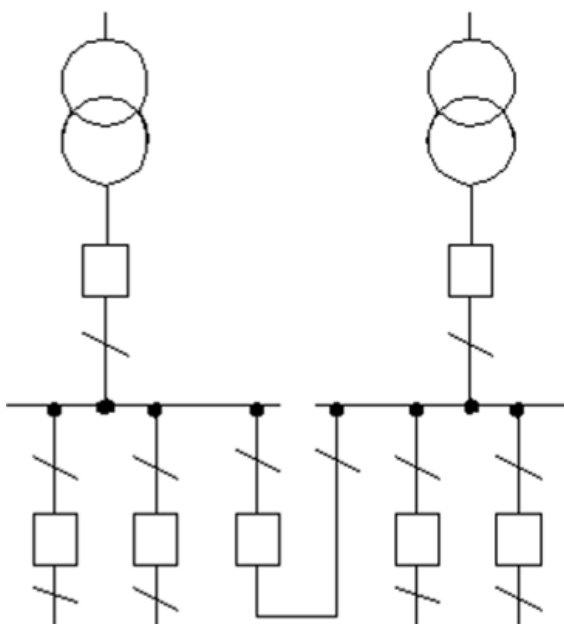


Рисунок 8 - Схема: одна рабочая секционированная выключателем система шин.

3.5 Компенсация реактивной мощности (КРМ)

В соответствии с приказом №893 от 11 декабря 2006 года: «отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей».

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4. Для расчетов нам необходимо сравнить этот коэффициент с заданным и выбрать наименьший.

Прежде, чем определить мощности устанавливаемых на подстанциях

КУ, необходимо выбрать по какому коэффициенту мощности будет производиться выбор компенсирующих устройств. Это может быть балансирующий коэффициент $\text{tg}j_{\text{бал}}$, выбирающийся из условия равенства коэффициентов мощности на шинах 10 кВ подстанции, либо экономический коэффициент $\text{tg}j_{\text{эк}}$, обеспечивающий минимум суммарных потерь мощности в схеме. Значения для $\text{tg}j_{\text{эк}}$ для каждого уровня напряжения приведены в задании.

Таким образом, нам необходимо найти экономически целесообразный коэффициент мощности, удовлетворяющий требованиям минимума суммарных потерь мощности в сети. Он получается путём сравнения $\text{tg}j_{\text{бал}}$ с $\text{tg}j_{\text{эк}}$.

Выполняется расчет баланса реактивной мощности, в результате которого определяется балансирующий тангенс $\text{tg}j_{\text{бал}}$.

$$Q_{\text{нпб}} = k_{0(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{\text{max},i} + \Delta Q_{T.E} + \sum_{i=1}^n (\Delta Q_{\text{ВЛ}\Sigma} - \Delta Q_{\text{С}\Sigma}) \quad (12)$$

где $k_{0(Q)}$ - коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок потребителей $k_{0(Q)} \gg 0,98$;

n - количество пунктов потребления электроэнергии;

$\Delta Q_{T.\Sigma}$ - суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах;

$\Delta Q_{\text{ВЛ}}$ - потери реактивной мощности в линии;

ΔQ_c - реактивная мощность, генерируемая линией.

Потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах подсчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{T.\Sigma} = 0.1 \cdot \sum_{i=1}^n S_{\text{max},i} \quad (13)$$

где $S_{\max i}$ - максимальная мощность на подстанции, которая определяется по формуле:

$$S_{\max i} = \sqrt{P_{\max i}^2 + Q_{\max i}^2} \quad (14)$$

Для кабельных линий 10 кВ допускается на этой стадии расчета принимать равными величины потерь мощности. Для линий напряжением 10 кВ зарядную мощность не учитываем. Для оценки потерь реактивной мощности в кабельных линиях 10 кВ удельное реактивное сопротивление линии может быть принято равным 0,42 Ом/км. Считаем суммарную мощность компенсирующих устройств

$$Q_{\text{КУ}\Sigma} = \sum Q_{\text{п}} - Q_{\text{св.ПС}\Sigma}$$

Если $Q_{\text{КУ}\Sigma}$ окажется > 0 то необходимо выбрать КУ, если же $Q_{\text{КУ}\Sigma}$ окажется < 0 то установка КУ не требуется.

При известной суммарной мощности КУ можно найти балансирующий тангенс по формуле:

$$\text{tg} \varphi_{\text{бал}} = \frac{(\sum_{i=1}^n Q_{\max i} - Q_{\text{КУ}\Sigma})}{\sum_{i=1}^n P_{\max i}} \quad (15)$$

Для дальнейших расчетов принимаем меньший из $\text{tg} j_{\text{ЭК}}$ и $\text{tg} j_{\text{бал}}$.

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств на каждой подстанции. Эти мощности будут одинаковыми для двух схем, так как расчёт обоих схем ведем по $\text{tg} j_{\text{ЭК}}$ для зимы и лета соответственно:

$$Q_{KV_i}^3 = P_{\max}^3 \cdot (tg\varphi_{зади} - tg\varphi_{эк}) \quad (16)$$

$$Q_{KV_i}^Л = P_{\max}^Л \cdot (tg\varphi_{зади} - tg\varphi_{эк})$$

Для выбора компенсирующих устройств необходимо вычислить фактическую мощность для каждой из подстанций для зимы и лета:

$$Q_{\phi 1}^{куз} = \frac{Q_{KV_i}}{2} \quad (17)$$

Нескомпенсированную реактивную мощность находим как:

$$Q_{неск1} = Q_{\max 1} - Q_{\phi 1}^{ку}, \text{Мвар} \quad (18)$$

Аналогичным образом рассчитываем мощности для остальных подстанций, как для зимнего, так и летнего максимумов. Все расчеты приведены в приложении В. Результаты расчетов занесены в таблицу 6. Следует отметить, что по результатам расчетов требуемая мощность КУ в летнее время для большинства подстанций отрицательная, следовательно, в компенсации нет необходимости. Для остальных подстанций установка других устройств также не требуется, так как полученные значения меньше необходимых в зимнее время, а сами батареи имеют возможность регулирования (степень регулирования указана в марке КУ).

Подробный расчет и выбранные типы компенсирующих устройств всех подстанций приведены в приложении В.

Полученные результаты сведем в таблицу 6.

Таблица 6 - Компенсация реактивной мощности зимой

ПС	Qтр.ку, Мвар	Тип КУ на 1 с.ш.	Qрасч.ку, Мвар	Колич ество, п	Q.факт.к у	Q.неск
В	1,154	УКРМ-10,5	0,634	1	1,269	40,896
Ц	0,0009878	УКМ-0,4	0,0005433	1	0,001087	0,035
Б	0,085	УКМ-0,4	0,047	1	0,094	1,53

3.6 Выбор трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммы средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности потребителей, в случае 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью.

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нески}^2}}{n \cdot K_3} \quad (19)$$

где n - число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 - коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

P_{Cpi} - среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{нески}$ - некомпенсированная мощность в зимний период.

Приведем пример расчета для подстанции В:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{74,61^2 + 40,896^2}}{2 \cdot 0,7} = 60,775, \text{ МВА}$$

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{\text{ном(зима)}} = \frac{\sqrt{P_{\text{сп(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot S_{\text{ТР ном}}} \quad (20)$$

Рассмотрим пример расчета:

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{74,61^2 + 40,896^2}}{2 \cdot 63} = 0,675$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 - 0,75.

Так же рассчитываем коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

$$K_3^{\text{н/ав}} = \frac{\sqrt{74,61^2 - 40,896^2}}{1 \cdot 63} = 1,351$$

Расчеты для всех подстанций приведены в приложении В. Все расчеты сведем в таблицу 7.

Таблица 7 - Выбор трансформаторов

ПС	Срасч, МВа	Стр, МВа	кз	кз.п/ав	Марка
В	60,775	63	0,675	1,351	ТРДН-63000/220/10
Ц	0,059	0,063	0,654	1,309	ТЛСЗ-63/10/0,4
Б	0,844	1	0,591	0,787	Т-1000/10/0,4

3.7 Выбор сечений проводов

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение КЛ и амортизационные отчисления.

Сечение кабельной линии на напряжение 10 кВ выбирают по нагреву

расчетным током, проверяют по термической стойкости к токам КЗ, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах производится по нагреву длительно допустимым током. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Нормальное значение расчетного тока, текущего по линии (оба трансформатора включены):

$$I_{pij} = \frac{S_{Pi}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (21)$$

где S_{Pi} - расчётная мощность трансформатора, кВА;

n - количество цепей;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

Определяем расчетный ток в послеаварийном режиме, с учетом, что один трансформатор отключен:

$$I_{pijав} = \frac{S_{Pi}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (22)$$

Определяем экономическое сечение, согласно ПУЭ раздел 1.3.25. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается:

$$S = \frac{I_{pij}}{J_{э}} \quad (23)$$

где $J_{э}=1,2$ – нормированное значение экономической плотности тока (А/мм²).

Теперь приведем нормальный и послеаварийный расчет тока для участка В-Ц:

$$I_{pB-Ц} = \frac{60.775}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 175,44, \text{ А}$$

$$I_{pB-Цав} = \frac{60.775}{1 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 350,88, \text{ А}$$

$$S = \frac{175,44}{1,2} = 146,2, \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель сечением 3x240мм² по длительно допустимому току.

Длительно допустимый ток для кабеля сечением 3x240мм² по ПУЭ составляет $I_{д.т}=355\text{А} > I_{расч.ав}=350,44 \text{ А}$.

Выбранные сечения приведем в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетные токи и сечения ЛЭП

Участок сети	Расчетный ток, А	Марка провода	Послеаварийный ток, А	Длительно-допустимый ток, А
В-Ц	175,44	ПвВнг2гж(В)- 3x240	350,88	355
Ц-Б	93,75	АПвБП-3x70	125	165

Все необходимые расчеты приведены в Приложении В.

3.8 Конструктивное исполнение электрической сети

Кабельная линия (КЛ) линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей, выполненная каким-либо способом прокладки (рис. 9). Кабельные линии прокладывают там, где строительство ВЛ невозможно из-за стесненной территории, неприемлемо по условиям техники безопасности, нецелесообразно по экономическим, архитектурно-планировочным показателям и другими требованиями. Наибольшее применение КЛ нашли при передаче и распределении ЭЭ на промышленных предприятиях и в городах (системы внутреннего электроснабжения) при передаче ЭЭ через большие водные пространства и

т.п. Достоинства и преимущества кабельных линии по сравнению с воздушными: неподверженность атмосферным воздействиям, скрытность трассы и недоступность для посторонних лиц, меньшая повреждаемость, компактность линии и возможность широкого развития электроснабжения потребителей городских и промышленных районов. Однако КЛ значительно дороже воздушных того же напряжения (в среднем в 2-3 раза для линий 6-35 кВ), сложнее при сооружении и эксплуатации.

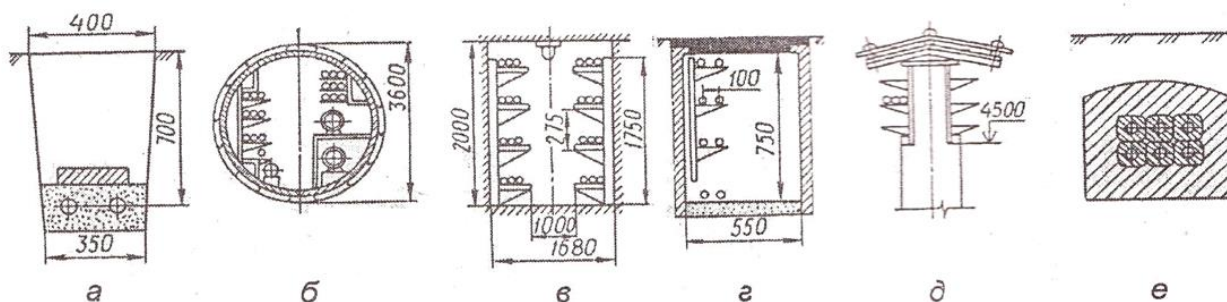


Рис. 9 Способы прокладки кабелей и кабельные сооружения: а - земляная траншея, б - коллектор, в - туннель, г - канал, д - эстакада, е - блок.

В состав КЛ входят: кабель, соединительные и концевые муфты, строительные конструкции, элементы крепления и др.

Кабель — готовое заводское изделие, состоящее из изолированных токопроводящих жил, заключенных в защитную герметичную оболочку и броню, предохраняющие их от влаги, кислот и механических повреждений. Силовые кабели имеют от одной до четырех алюминиевых или медных жил сечением 1,5 - 2000 мм². Жилы сечением до 16 мм² - однопроволочные, свыше — многопроволочные. По форме сечения жилы круглые, сегментные или секторные.

Кабели напряжением 10 кВ выполняются трехжильными.

Защитные оболочки делаются из свинца, алюминия, резины и полихлорвинила.

В кабелях на напряжение 10 кВ для повышения электрической прочности между изолированными жилами и оболочкой прокладывается слой поясной изоляции.

Броня кабеля, выполняется из стальных лент или стальных оцинкованных проволок, защищается от коррозии наружным покровом из кабельной протяжки, пропитанной битумом и покрытой меловым составом.

В марке обозначении кабеля указывается сведения о его конструкции, номинальное напряжение, количество и сечение жил. Например, кабель - ПвВнг2гж(В)-3х240 кабель с тремя медными жилами сечением по 240 мм², с изоляцией жил из сшитого полиэтилена, в оболочке из поливинилхлоридного пластиката (Пв) не распространяющего горения и низким газо-, дымовыделением (Внг), с оболочкой из полихлорвинила (В), с категорией (В) по исполнению в части пожарной безопасности; кабель - АПвБП-3х70 кабель с тремя алюминиевыми (А) жилами по 70 мм², с изоляцией жил из сшитого полиэтилена, в оболочке из поливинилхлоридного пластиката (Пв), бронированный (Б) стальными лентами, в оболочке из полиэтилена (П); кабель - ПвКПг-3х120/16 кабель с тремя медными жилами по 120 мм², с номинальным сечением экрана 16 мм², с изоляцией из сшитого полиэтилена (Пв), с броней из стальных оцинкованных проволок (К), в оболочке из полиэтилена (П), с гидроизоляцией из водоблокирующих лент (Г).

Трехжильный кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 10 кВ (рис. 10) содержит элементы: 1 - центральное заполнение из жгута; 2 - круглая многопроволочная уплотненная токопроводящая жила из алюминия или меди; 3 - экран по жиле из экструдированного электропроводящего сшитого полиэтилена; 4 - изоляция из сшитого полиэтилена (Пв); 5 - экран по изоляции из экструдированного электропроводящего сшитого полиэтилена; 6 - разделительный слой из ленты электропроводящей крепированной бумаги; 7 - экран из медных проволок, скрепленных медной лентой; 8 - межфазное заполнение из мелонаполненной невулканизированной резиновой смеси; 9 - внутренняя оболочка из полиэтилена; 10 - броня из стальных оцинкованных лент; 11 - оболочка из полиэтилена (П).

Кабели изготавливаются отрезками ограниченной длины в зависимости от спряжения и сечения. При прокладке отрезки соединяют посредством соединительных муфт, герметизирующих места соединения. При этом концы жил кабелей освобождают от изоляции и заделывают в соединительные зажимы.

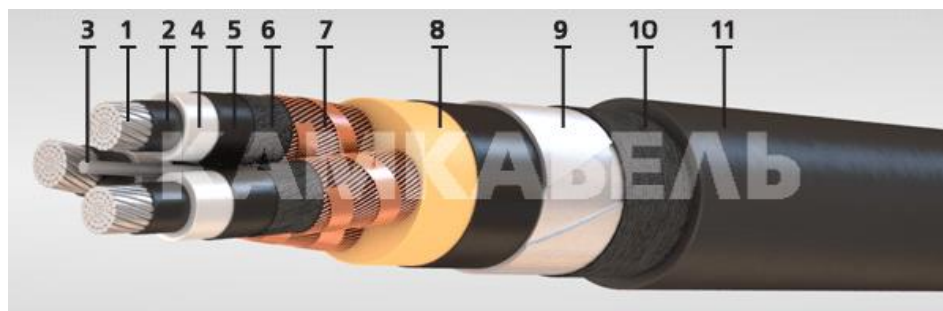


Рис.10 Трехжильный кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ

При прокладке в земле кабелей 0,38—10 кВ для защиты от коррозии и механических повреждений место соединения заключается в защитный чугунный разъемный кожух.

На концах кабелей применяют концевые муфты или концевые заделки. На рис. 11 приведена трехфазная муфта с изоляцией из сшитого полиэтилена для кабелей напряжением 10 кВ. Она состоит из: 1 - одонепроницаемого болтового кабельного оконцевателя или водонепроницаемого кабельного наконечника под опрессовку; 2 - силиконовой трубки для дополнительной изоляции места присоединения кабельного оконцевателя к концевой муфте; 3 - обладающего высокой гибкостью корпуса из силиконовой резины, обеспечивающего безупречное расположение муфты на жиле даже при изменении режима нагрузки; 4 - токопроводящей части выравнивания напряженности электрического поля; 5 - герметизирующей мастики; 6 - хомута; 7 - кабельного оконцевателя для кабеля заземления; 8 - усаживаемой трубки; 9 - термоусаживаемой перчатки, стойкой к воздействию окружающей среды.

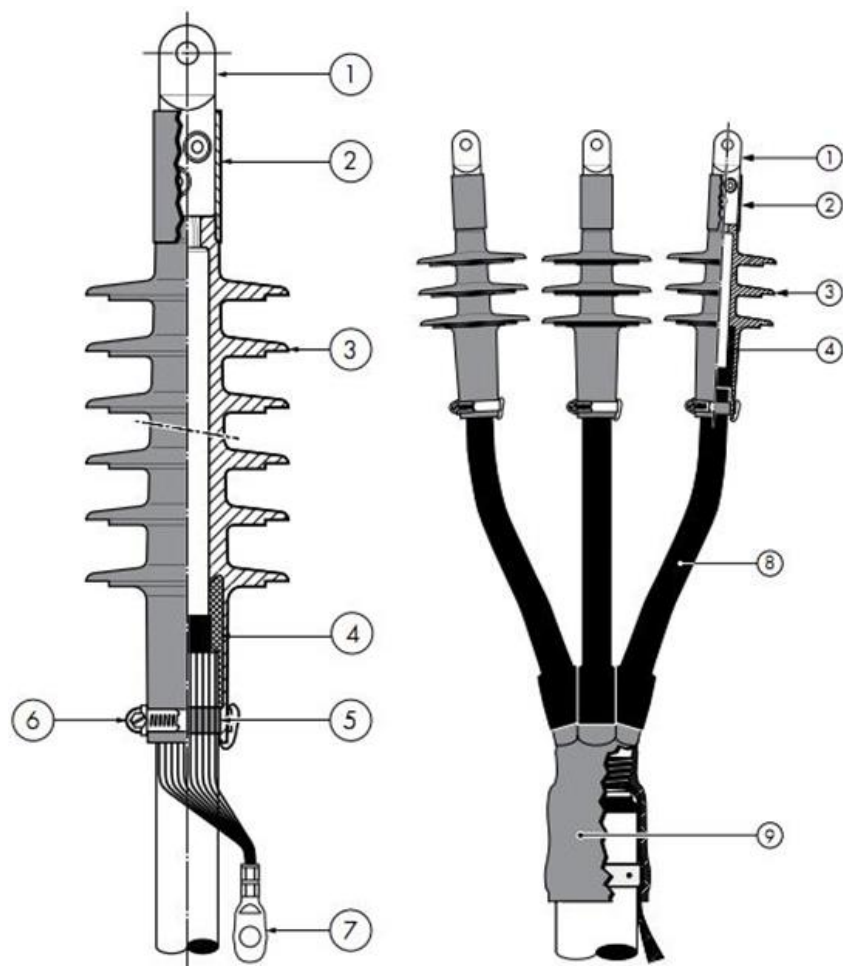


Рис. 11. Концевая муфта для трехжильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 10 кВ

Способ прокладки кабелей определяется условиями трассы линии. Кабели прокладываются в земляных траншеях, блоках, туннелях, кабельных туннелях, коллекторах, по кабельным эстакадам, а так же по перекрытиям зданий (рис. 9).

Наиболее часто на территории городов, промышленных предприятиях кабели прокладывают в земляных траншеях (рис. 9, а). Для предотвращения повреждения из-за прогибов на дне траншеи создают мягкую подушку из слоя просеянной земли или песка. При прокладке в одной траншее нескольких кабелей до 10 кВ расстояние по горизонтали между ними должно быть не менее 0,1 м. Кабель засыпают небольшим слоем такого же грунта и закрывают кирпичом или бетонными плитами для защиты от механических повреждений. После этого кабельную траншею засыпают землей. В местах

перехода через дороги и на вводах в здания кабель прокладывают в асбестоцементных или иных трубах. Это защищает кабель от вибраций и обеспечивает возможность ремонта без вскрытия полотна дороги. Прокладка в траншеях — наименее затратный способ кабельной канализации ЭЭ.

В местах прокладки большого количества кабелей агрессивный грунт и блуждающие токи ограничивают возможность их прокладки в земле. Поэтому наряду с другими подземными коммуникациями используют специальные сооружения: коллекторы, туннели канаты, блоки и эстакады. Коллектор (рис. 9, б) служит для совместного размещения в нем разных подземных коммуникаций: кабельных силовых линий и связи, водопровода по городским магистралям и на территории крупных предприятий. При большом числе параллельно прокладываемых кабелей, например, от здания мощной электростанции, применяют прокладку в туннелях (рис. 9, в). При этом улучшаются условия эксплуатации, снижается площадь поверхности земли, необходимая для прокладки кабелей. Однако стоимость туннелей весьма велика. Туннель предназначен только для прокладки кабельных линий. Его сооружают под землей из сборного железобетона или канализационных труб большого диаметра, емкость туннеля — от 20 до 50 кабелей.

При меньшем числе кабелей применяют кабельные каналы (рис. 9, г), закрытые землей или выходящие на уровень поверхности земли. Кабельные эстакады и галереи (рис. 9, д) используют для надземной прокладки кабелей. Этот вид кабельных сооружений широко применяют там, где непосредственно прокладка силовых кабелей в земле является опасной из-за оползней, обвалов, вечной мерзлоты и т. п. В кабельных каналах, туннелях, коллекторах и по эстакадам кабели прокладываются по кабельным кронштейнам.

В крупных городах и на больших предприятиях кабели иногда прокладываются в блоках (рис. 9, е), представляющих асбестоцементные трубы, стыки, которые заделаны бетоном. Однако в них кабели плохо

охлаждаются, что снижает их пропускную способность. Поэтому прокладывать кабели в блоках следует лишь при невозможности прокладки их в траншеях.

В зданиях, по стенам и перекрытиям большие потоки кабелей укладывают в металлические лотки и короба. Одиночные кабели могут прокладываться открыто по стенам и перекрытиям или скрыто: в трубах, в пустотелых плитах и других строительных частях зданий.

4 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1 Расчет капиталовложений

Капитальные вложения на строительство сети складываются из капитальных вложений в кабельные линии и в ПС

$$K = K_{кл} + K_{пс} \quad (24)$$

где $K_{кл}$ – капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{пс}$ – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Исходя из параметров сравнения, видно что для данного конкретного случая необходимо будет учитывать капиталовложения в строительство КЛ.

Капитальные вложения при сооружении линий состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку трассы, затрат на приобретение проводов, изоляторов и прочего оборудования, на их транспортировку, монтажные и другие работы и определяются по формуле (4.3)

$$K_{кл} = K_{кЛО} * l \quad (25)$$

где $K_{кЛО}$ – удельная стоимость сооружения одного километра линии.

Капитальные затраты при сооружении подстанций состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы и т. д.

$$K_{пс} = K_{зру} + K_{тр} + K_{пост} + K_{кв} \quad (26)$$

где $K_{зру}$ - капитальные затраты на сооружение ЗРУ

$K_{тр}$ - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат на ПС в зависимости от типа ЗРУ и $U_{ном}$

K_{KV} - капитальные затраты на покупку и монтаж КУ

Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов сети. Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции на 2017 год $k_{инф} = 4,28$.

4.2 Расчет потерь электроэнергии

Потери электроэнергии определяются по потокам эффективных мощностей и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и КУ для зимнего и летнего времени года.

$$\mathbf{V}W = \mathbf{V}W_{KL} + \mathbf{V}W_{TP} + \mathbf{V}W_{KV} \quad (27)$$

где $\mathbf{V}W_{KL}$ - потери электроэнергии в КЛ

ΔW_{TP} - потери электроэнергии в трансформаторах

ΔW_{KV} - потери электроэнергии в компенсирующих устройствах

Потери электроэнергии в КЛ определяются следующим образом

$$\mathbf{V}W_{KL} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{вл} \cdot T_3 + \frac{(P_{эф}^л)^2 + (Q_{неск.эф}^л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{вл} \cdot T_л + \Delta P_{кор} \cdot T_2 \quad (28)$$

где $P_{эф}^3$, $P_{эф}^л$ – поток эффективной активной зимней и летней мощности по линии, МВт;

$Q_{неск.эф}^3$, $Q_{неск.эф}^л$ - поток эффективной реактивной зимней и летней мощности по линии; МВАр;

T_3 , $T_л$ – соответственно количество зимних – 4400 и летних - 4360 часов;

T_2 – количество часов в году – 8760 ч;

$$\Delta W_{TP} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_3 + \frac{(P_{эф}^л)^2 + (Q_{неск.эф}^л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_л + \Delta P_{XX} \cdot T_з \quad (29)$$

Потери в КУ.

Так как на всех ПС установлены одинаковые батареи конденсаторов, то в расчетах ими можно пренебречь.

$$\Delta W_{БК} = \frac{\Delta P_{БКуд} \cdot Q_{КУфактич} \cdot T_з}{10^3} \quad (30)$$

где $\Delta P_{БКуд}$ - удельные потери активной мощности в компенсирующих устройствах, в данном случае – 0,003 кВт/кВар.

4.3 Расчет издержек

Вторым важным технико-экономическим показателем являются эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I_{\Sigma} = I_{э.р} + I_{ам} + I_{\Delta W} \quad (31)$$

где $I_{э.р}$ - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания, определяются по (30)

$I_{ам}$ - Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{сл}=20$ лет), формула (31)

$I_{\Delta W}$ - Стоимость потерь электроэнергии, определяется по формуле (32)

$$I_{э.р.} = \alpha_{э.р.КЛ} * K_{КЛ} + \alpha_{э.р.ПС} * K_{ПС} \quad (32)$$

где $\alpha_{э.р.ВЛ}, \alpha_{э.р.ПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию КЛ и ПС ($\alpha_{э.р.КЛ} = 0,008$; $\alpha_{э.р.ПС} = 0,059$).

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}} \quad (33)$$

где $T_{сл}$ - рассматриваемый срок службы оборудования (20 лет)

Стоимость потерь электроэнергии

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0 \quad (34)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт•ч;

C_0 – стоимость потерь 1 кВт•ч электроэнергии. $C_0=1,7$ руб/кВт•ч.

4.4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ

Приведённые затраты определяются по формуле (33):

$$З = E \cdot K + I \quad (35)$$

где E – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, $E=0,1$;

K – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети;

I – ежегодные эксплуатационные расходы.

Данный расчет приведен в Приложении В.

На основе расчётов построим таблицу 9, содержащую основные показатели экономической привлекательности.

Таблица 9 – Экономические показатели

К, тыс.руб	И, тыс.руб	З, тыс.руб/кВт*ч
116848.289	73080	84770

Проект является экономически целесообразным, так как имеет небольшие капиталовложения равные 116848.289 тыс. руб., допустимые

издержки 73080 тыс.руб., а также реальную на сегодняшний день стоимость и себестоимость.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Исходные данные сетей 10 и 0,38 кВ

Общие данные:

В данном разделе предусматривается разработка релейной защиты внеплощадочных сетей электроснабжения 10 и 0,38 кВ промышленной строительной эксплуатационной базы космодрома Восточный.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств - 1660,18 кВт;

Мощность трансформаторов - 4x1000 кВА;

Точка подключения - ячейки № 109 (1 секция) и 207 (2 секция), установленные на "ПС2-ГПП" ПС 220/110/10 кВ.

Категория надежности электроснабжения по ТУ - II.

Краткие сведения об объекте:

Для обеспечения внешнего электроснабжения объекта 840/4 (ремонтно-механического завода) сооружается линейный объект, состоящий из:

а) Двух линий КЛ-10 кВ, прокладываемых от ПС2-ГПП до новой "ПС2-10" БКТП-4x1000-10/0,4 кВА согласно технических условий на присоединение к электрическим сетям.

К прокладке КЛ принят силовой кабель:

В земле - ПвКПг-10 1(3x120/16) от ПС2-ГПП до ПС2-10.

Проходы кабелей через противопожарные преграды здания заделываются уплотнительным материалом с огнестойкостью не ниже огнестойкости, соответствующей строительной конструкции и обеспечивающим требуемую дымогазонепроницаемость.

б) Новой трансформаторной подстанции "ПС2-10" БКТП-4x1000-10/0,4 кВа. Режим работы подстанции - автоматический, без дежурного персонала.

ПС2-10 включена по радиальной схеме.

Питание собственных нужд ТП предусматривается от собственных силовых трансформаторов, расположенных в самой ПС2-10. Подключение к

сети 220 В осуществляется через автоматические выключатели, расположенные в РУ-0,4 кВ.

В ПС2-10 в качестве РУ-10 кВ установлены КРУ с элегазовой изоляцией типа RM6 производства Schneider Electric. В качестве РУ-0,4 кВ используется ГРЩ с автоматическими выключателями производства Schneider Electric.

Исходные данные на ПС2-ГПП:

Урасч=10,5 кВ, расчет в именованных единицах (среднее номинальное напряжение)

$J_k(3)_{max}=10,121$ кА, $J_k(3)_{min}=7,142$ кА

Камеры 109 и 207

Уставка срабатывания МТЗ по току на камерах (существующая) - 150 А.

Уставка срабатывания МТЗ по времени - 0,5 с.

(Существующая) ТО: 1900 А, 0 с.

Уставка срабатывания ЗМН:

Усл наличия напряжения - 60 В

Усл контроля отсутствия напряжения - 25 В

Выдержка времени ЗМН - 0,5 с.

Таблица 10 - Характеристика трансформатора Trihal 1000 кВА

Трансформаторы	
Параметр	Trihal 1000 кВА 10/0,4 кВ
Ркз, кВт	10
Uк, %	6
$r_{mp} = \frac{P_K * U_{ном}^2}{S_{т.ном}^2} * 1000, \text{ Ом}$	0,0016
$x_{mp} = \sqrt{z_{mp}^2 - r_{mp}^2}$	0,0095
$z_{mp} = \frac{u_K * U_{ном}^2}{100 * S_{ном}}, \text{ Ом}$	0,0096

1. От шин 10 кВ ячеек 109, 207 до 1-й и 2-й секции шин ПС2-10 проложены КЛ-10 кВ ПвКПГ-10-1(3x120/16), L=570.

$$Z_{0(\text{кл})}=(0,153+j0,184) \text{ Ом/км.}$$

Максимальная разрешенная нагрузка - линии к ПС2-10:
 $S=1660,18/0,93=1785,1 \text{ кВА.}$

5.2 Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ)

ПС2-ГПП секция 1,2

5.2.1 Расчетная точка К1.1. 3-х фазные КЗ

$U_{\text{расч}}=10,5 \text{ кВ}$, расчет в именованных единицах

На шинах 10 кВ ПС2-ГПП:

$$J_{\text{к}}^{(3)} \text{ max}=10,121 \text{ кА} - X_{\text{сист. max}}=0,599 \text{ Ом}$$

5.2.2 Расчетная точка К1.2. От шин ПС2-ГПП до 1-й и 2-й секции шин

ПС2-10 проложены КЛ-10 кВ ПвКПг-10-1(3x120/16), $L=0,57 \text{ км}$

$$Z_{\text{кл}}=L \times Z_{0(\text{кл})}=0,57 \times (0,153+j0,184)=0,0872+j0,1049 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{к. max}}(\text{ТП})=X_{\text{с. max}}+Z_{\text{кл}}=0,0872+j0,7039 \text{ Ом}$$

ток на шинах ПС2-10 макс - $J_{\text{к}}(3) \text{ max}(\text{ТП1})=8,548 \text{ кА}$

3. Расчет ТКЗ в минимальном и максимальном режиме:

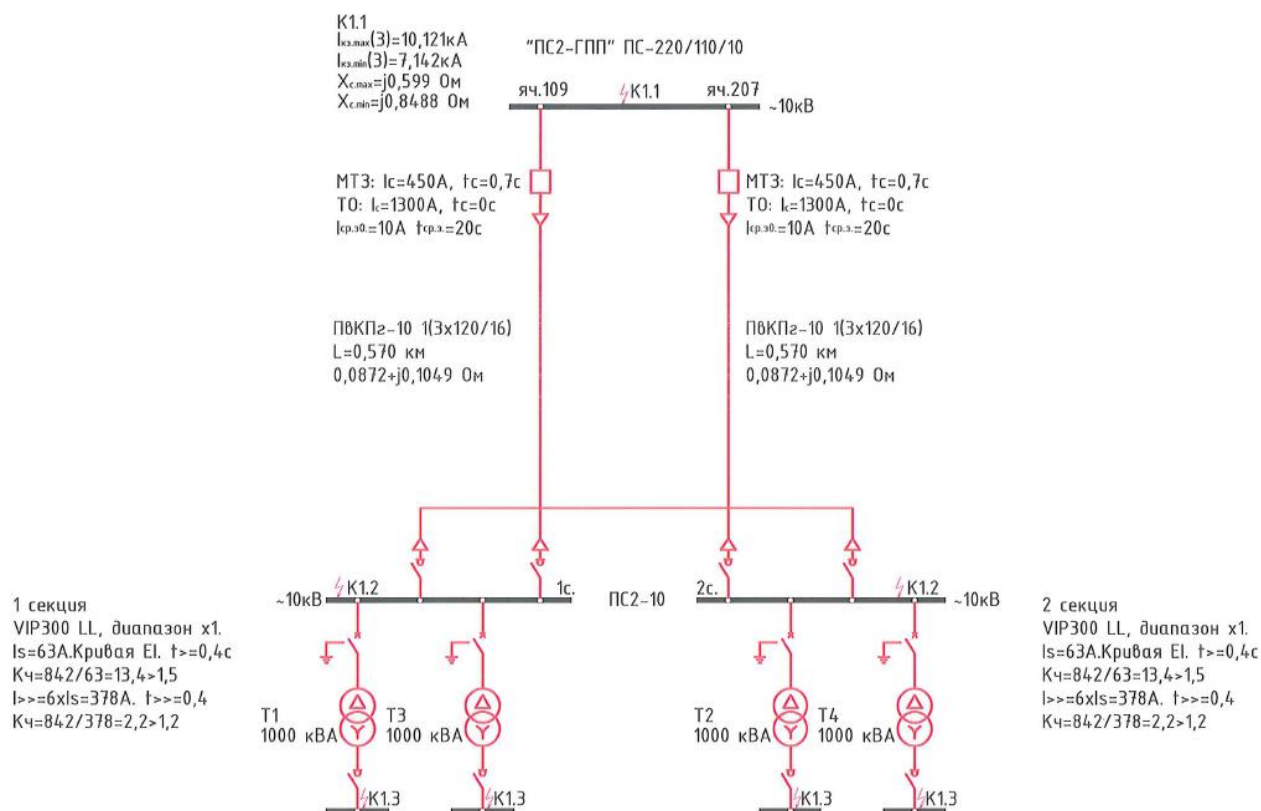


Рис. 12. Принципиальная схема сети для расчета ТКЗ

Таблица 11 - Расчет ТКЗ в минимальном режиме на стороне 10 кВ

1 и 2 секции 10 кВ							
Наименование	Обозначение		К1.1	К1.2			
				L, км	r, Ом/км	x, Ом/км	ПС2-10 1и2 сек.
Система	U, кВ		10,5				10,5
	Zс, Ом		0,848807				
Линия	R, Ом		0	0,57	0,153		0,08721
	X, Ом		0	0,57		0,184	0,10488
Результующее сопротивление	R, Ом	$R = l * r$	0				0,08721
	X, Ом	$X = l * x$	0,848807				0,953687
Периодическая составляющая	Iкз, кА	$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} * \sqrt{(\sum r)^2 + (\sum x)^2}}$	7,142				6,330159
Ударный ток	Iуд, кА	$i_{уд} = 1,95 * \sqrt{2} * I_{кз}^{(3)}$	19,69561	17,45678			

Таблица 12 - Расчет ТКЗ в минимальном режиме на стороне 0,4 кВ

Сторона 0,4 кВ			
Наименование	Обозначение		К1.3
		Расчет тока КЗ на стороне 0,4 кВ за силовым трансформатором	ПС2-10 1и2 сек.
Трансформатор	U, кВ	$r_{mp} = \frac{P_K * U_{ном}^2}{S_{т.ном}^2} * 10^3$ $Z_{mp} = \frac{u_k * U_{ном}^2}{100 * S_{т.ном}}$	0,4
	r_{mp} , Ом		0,0019
	x_{mp} , Ом		0,0094
	Z_{mp} , Ом		0,0096
Система	R, Ом	$x_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} * I_{кз}^{(3)} * U_{HH}}$	0
	X, Ом		0,00139
Результирующее сопротивление	R, Ом	$R = l * r$	0,0019
	X, Ом	$X = l * x$	0,0108
Периодическая составляющая	Ikз, кА	$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} * \sqrt{(\sum r)^2 + (\sum x)^2}}$	21,06108
Ударный ток	Iуд, кА	$i_{y\partial} = 1,8 * \sqrt{2} * I_{кз}^{(3)}$	53,61276
X/R			5,622839

Таблица 13 - Расчет ТКЗ в максимальном режиме на стороне 10 кВ

1 и 2 секции 10 кВ							
Наименование	Обозначение		К1.1	К1.2			
				L, км	r, Ом/км	x, Ом/км	ПС2-10 1и2 сек.
Система	U, кВ		10,5				10,5
	Zс, Ом		0,5989 7				
Линия	R, Ом		0	0,5 7	0,1 53		0,08721
	X, Ом		0	0,5 7		0,1 84	0,10488
Результующее сопротивление	R, Ом	$R = l * r$	0				0,08721
	X, Ом	$X = l * x$	0,5989 7				0,70385
Периодическая составляющая	Ikз, кА	$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} * \sqrt{(\sum r)^2 + (\sum x)^2}}$	10,121				8,547518
Ударный ток	Iуд, кА	$i_{уд} = 1,95 * \sqrt{2} * I_{кз}^{(3)}$	27,910 85	23,57163			

Таблица 14 - Расчет ТКЗ в максимальном режиме на стороне 0,4 кВ

Сторона 0,4 кВ			
Наименование	Обозначение		К1.3
		Расчет тока КЗ на стороне 0,4 кВ за силовым трансформатором	ПС2-10 1и2 сек.
Трансформатор	U, кВ	$r_{mp} = \frac{P_K * U_{ном}^2}{S_{т.ном}^2} * 10^3$ $Z_{mp} = \frac{u_k * U_{ном}^2}{100 * S_{т.ном}}$	0,4
	r_{mp} , Ом		0,0012
	x_{mp} , Ом		0,0076
	Z_{mp} , Ом		0,0077
Система	R, Ом	$x_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} * I_{кз}^{(3)} * U_{HH}}$	0
	X, Ом		0,001029
Результирующее сопротивление	R, Ом	$R = l * r$	0,0012
	X, Ом	$X = l * x$	0,0086
Периодическая составляющая	Ikз, кА	$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} * \sqrt{(\sum r)^2 + (\sum x)^2}}$	26,55225
Ударный ток	Iуд, кА	$i_{y\delta} = 1,8 * \sqrt{2} * I_{кз}^{(3)}$	67,591
X/R			7,007105

5.2.3 Расчетная точка К1.3. Трансформатор : Trihal-1000 1000 кВА

Приведенное к стороне 0,4 кВ сопротивление системы в ПС2-10:

$$x_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} * I_{кз}^{(3)} * U_{HH}} = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} * 8,548 * 10,5} = 0,001 \text{ Ом}$$

То есть ток КЗ на шинах 0,4 кВ за трансформатором:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} * \sqrt{(\sum r)^2 + (\sum x)^2}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} * \sqrt{(0,0012)^2 + (0,0086)^2}} = 26,552 \text{ кА}$$

Что соответствует току 1062 А, приведенному к стороне 10 кВ.

6 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В СЕТИ 10 кВ И 0,4 кВ И РАСЧЕТ ИХ УСТАВОК

В распределительных сетях 10 кВ в ПС2-10 релейная защита установлена только для защиты силовых трансформаторов и представлена электронным реле VIP300 с датчиком CRb.

Характеристика защиты питающего кабеля от ПС2-ГПП до ПС2-10 (существующие уставки на фидерах 109, 207).

Тип камер - неизвестен, Ктт - неизвестен. Камеры 109 и 207 осуществляют защиту КЛ от ПС2-ГПП до новой ПС2-10. Для этих участков сети защита в указанных камерах является основной. Кроме того, РЗ в камерах № 109 и 207 осуществляет резервирование защит силовых трансформаторов в ПС2-10 вслед за основной защитой на VIP300

Расчет:

Тип релейной защиты - неизвестен. Для точки К1.2

Защита МТЗ. Найдем ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = (K_H * I_{до}) / (K_e * K_{mm}) = (1,1 * 340) / (0,9 * 80) = 5,2 \text{ А, где } I_{до} = 340 \text{ А} -$$
 максимальный допустимый ток кабеля ПвКПг-10-1(3x120/16) мм².

Максимальная токовая защита. Ток срабатывания защиты - 450 А выбран исходя из селективности с нижестоящими защитами, время срабатывания - 0,7 с - выбрано исходя из селективности с нижестоящими защитами.

Кривая срабатывания - независимая от времени. Данный тип кривой выбран исходя из условий соблюдения селективности с нижестоящей защитой VIP300.

Проверка коэффициента чувствительности работы основной защиты для точки К1.2:

$$K_{ч} = I_{кз.мин} / I_{ср.з} = 6330 / 450 = 14,1 > 1,5 \text{ (чувствительность основной защиты соответствует требованиям ПУЭ 3.2.25)}$$

Проверка коэффициента чувствительности работы резервной защиты для точки К1.3:

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}} / I_{\text{ср.з}} = 842 / 450 = 1,87 > 1,2$ (чувствительность резервной защиты соответствует требованиям ПУЭ 3.2.25)

Защита ТО. Токовая отсечка без выдержки времени.

$$I_{\text{с.з}} \geq K_H * I_{\text{кз.мах}}^{(3)} = 1,2 * 1062 = 1274,4 \text{ А}$$

Выбирается ближайшее кратное 100 значение - в обоих случаях $I_{\text{ср.з}} = 1300 \text{ А}$

Защита от однофазных замыканий на землю. Защита с действием на сигнал.

Время срабатывания защиты - 20 с.

Согласно требованиям ПУЭ в сети с изолированной нейтралью суммарный емкостной ток не должен превышать 30 А - при напряжении сети 10 кВ. Для сетей с изолированной нейтралью применяем ненаправленную защиту по основной гармонике. Для оценки значения емкостного тока кабельной линии используем значения из таблицы, где приведены удельные значения емкостных токов в амперах на единицу длины линии - километр [6].

Ток срабатывания защиты выбирается из учета несрабатывания при внешних ОЗЗ и в режимах без ОЗЗ, кроме того, для исключения ложных срабатываний защита отстраивается по времени срабатывания.

Первичный ток срабатывания выбирается на основе отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения при дуговых перемежающихся ОЗЗ:

$I_{0\text{с.з}} \geq K_{\text{отс}} * K_{\text{оп}} * I_C = 1,25 * 2 * (1,16 * 2,1) \geq 6,1 \text{ А}$. Выбираем $I_{\text{ср.з}} = 10 \text{ А}$, где $K_{\text{отс}} = 1,2...1,3$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле тока, ошибки расчета и запас; $K_{\text{оп}} = 1,5...2,5$ - коэффициент, учитывающий увеличение действующего значения при дуговых перемежающихся ОЗЗ.

Защита СТ в ПС2-10.

Защита силовых трансформаторов в ПС2-10 реализована на высоковольтных выключателях, интегрированных в элегазовые моноблоки RM6 производства Schneider Electric типа ВВВ. Функция В представляет собой элегазовый выключатель, оборудованный датчиками тока CRb. Датчики тока выполняют функции питания электронного реле VIP300 и измерения токов в фазах А, В, С. реле имеет несколько переменных регулирования по току срабатывания I_s и $I \gg$, а также по времени - $t >$ и $t \gg$. Кривая срабатывания формируется относительно выставленного значения I_s по заранее выставленному в VIP300 закону.

Ток срабатывания защиты VIP300 отстроен от номинальной перегрузочной способности силового трансформатора $I_s > 1.0 \times I_{ном.тр.} = 1,0 \times 58 = 58$ А. Выбрано ближайшее большее значение $I_s = 63$ А. Проверка коэффициента чувствительности работы защиты:

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}} / I_{\text{ср.з}} = 842 / 63 = 13,4 > 1,5$, 842 А - минимальный ток КЗ на шинах 0,4 кВ силового трансформатора в ПС2-10 точка К1.3, приведенный к стороне 10,0 кВ. Точка 1.3 выбрана как точка с наиболее худшими параметрами для проверки чувствительности.

Отстройка защит по времени выполнена исходя из минимального возможного для электронных и микропроцессорных реле шага - 0,3 с. Диапазоны срабатывания той или иной защиты показаны на картах селективности парой кривых с заштрихованной между ними областью.

Время срабатывания АВР должно быть отстроено от времени срабатывания МТЗ с задержкой относительно времени МТЗ и времени работы нижестоящих АВР минимум 0,5 с. То есть время срабатывания АВР в РУ-0,4 кВ = 0,6 с. Соответственно на КРУ-10 ПС2-ГПП - время АВР = 1,1 с.

Для более точного определения времени работы АВР необходим анализ всей системы электроснабжения.

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

Для обеспечения молниезащиты и освещения территории ЦРП устанавливается прожекторная мачта ПМЖ-16,6 с закрепленным на ней молниеприемником ТС-5. Общее количество мачт - две.

Мачта ПМЖ-16,6 представляет собой железобетонную стойку с лестницей и площадкой. Конструкция прожекторных мачт рассчитана на монтажные и ветровые нагрузки.

Для обеспечения заземления территории ЦРП устанавливаются железобетонные сваи.

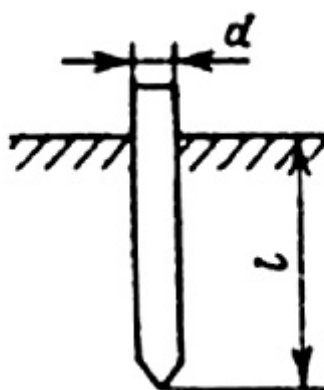


Рис. 12. Железобетонная свая

АЗС относится к 1 категории молниезащиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется 2-мя отдельно стоящими молниеприемными мачтами Н=20. Молниеприемные мачты подключаются к внешнему контуру заземления. Заземляющий контур выполняется полосовой оцинкованной сталью 40х4мм и прокладывается на глубине 0,5м. В качестве вертикальных заземлителей используется омедненный стержень $D=17,2$ мм $L=2,4$ м.

Для безопасности персонала от попадания под напряжение все металлические нетоковедущие части электрооборудования подключаются к системе уравнивания потенциалов. Для подключения используется специальный нулевой защитный (РЕ) провод. Для снятия статического напряжения автоцистерн предусмотрено устройство заземления с внешним источником питания УЗА-2МК04.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Капитальный ремонт РУ выше 1000 В нужно производить, руководствуясь технологическими картами и проектом производства работ (ППР).

При ремонте РУ необходимо твердо знать меры безопасности при выполнении работ, а так же инструкции по обслуживанию оборудования.

Для безопасного проведения работ должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- выдача наряда или распоряжения на производство работ;
- выдача разрешения на допуск;
- допуск;
- надзор при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе, окончания работы.

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

- проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;
- вывешены запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление;

- ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешены на ограждениях плакаты и знаки безопасности.

Работы необходимо выполнять по наряду-допуску или распоряжению, не допуская расширения рабочих мест и объема задания. В сомнительных случаях следует получить разъяснение мастера, выдающего задание. При получении задания на незнакомую работу необходимо пройти дополнительный целевой инструктаж о безопасных приемах ее выполнения. Не следует выполнять распоряжения, если их выполнение может вызвать опасность для себя или окружающих.

Приступать к работе можно только после допуска и инструктажа на рабочем месте. В случае изменения состава бригады производитель работ обязан проинструктировать работников, введенных в состав бригады.

Производитель работ должен вести надзор за соблюдением требований безопасности и находиться на том участке, где выполняется наиболее опасная работа.

В процессе работы производителю работ необходимо следить за наличием, исправностью и правильным применением необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений, а также за сохранностью на рабочем месте ограждений, знаков и плакатов безопасности, запирающих устройств.

В случае необходимости ухода с рабочего места производителя работ бригада должна быть удалена с рабочего места и закрыта дверь РУ на замок.

Члены бригады могут уйти с рабочего места только с разрешения производителя работ.

Приступать к работе членам бригады после временной отлучки и после любого перерыва в работе можно только с разрешения производителя работ.

Перевод на другое рабочее место в электроустановках выше 1000 В подстанции должен осуществлять допускающий или производитель работ, если ему это поручено с записью в наряде.

При выполнении работы располагаться около не огражденных токоведущих частей 6-10 кВ, находящихся под напряжением, нужно так, чтобы они не находились сзади или с двух боковых сторон. Приближаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением можно на расстояния не менее указанных в [1]. К изоляторам оборудования, находящегося под напряжением, можно прикасаться, только применяя электрозщитные средства, соответствующие значению рабочего напряжения. При использовании электрозщитных средств допускается приближение к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

При работе на участках отключенных токоведущих частей и на изолированных от земли металлических предметах в зоне влияния электрического поля для снятия наведенного потенциала их необходимо заземлять.

Прикасаться к отключенным, но не заземленным токоведущим частям можно только с применением средств защиты.

Ремонтные приспособления и оснастка, которые могут оказаться изолированными от земли, так же должны быть заземлены.

Для защиты от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и электромагнитного поля необходимо применять электрозщитные средства.

Электрозщитными средствами необходимо пользоваться в электроустановках напряжением не выше того, на которое они рассчитаны. Пользоваться можно только теми средствами защиты, у которых не истек срок очередного испытания. Перед применением эти средства должны быть осмотрены для определения их пригодности.

Изолирующие средства защиты и приспособления в процессе работы должны быть защищены от увлажнения. В открытых электроустановках ими можно пользоваться только в сухую погоду. В случае отсыревания их необходимо изъять из употребления. Средства защиты из резины в процессе

работы должны быть защищены от воздействия масел, бензина и других разрушающих резину веществ, а так же от прямого воздействия солнечных лучей.

При работе в диэлектрических перчатках края их нельзя подворачивать, рукава одежды должны частично находиться внутри перчаток. При работе вне помещения в холодное время под резиновые перчатки следует надевать тонкие шерстяные или хлопчатобумажные перчатки.

Переносные заземления, подлежащие установке на токоведущие части, необходимо осмотреть, при разрушении контактных соединений, повреждении проводников, их расплавлении или обрыве жил переносные заземления следует изъять из употребления.

В установках выше 1000 В устанавливать и снимать переносные заземления, а так же закреплять зажимы переносных заземлений необходимо в диэлектрических перчатках, применяя штангу.

При работе под напряжением до 1000 В необходимо применять инструмент с изолирующими рукоятками.

При необходимости проведения работ на высоте 1 м и выше от уровня земли (рабочей площадки) необходимо применять предохранительный пояс. При этом необходимо получать инструктаж и четко знать, как и где подниматься, к чему и как крепить стропы пояса.

При работах, когда не представляется возможным закрепиться стропом предохранительного пояса за конструкцию, опору и т.п., следует пользоваться страховочным канатом, предварительно заведенным за конструкцию, делать опоры и т.п. Выполнять эту работу должны двое, второй человек должен по мере необходимости медленно опускать или натягивать страховочный канат.

Следует применять предохранительный монтерский пояс со стропом из технической капроновой ленты или аналогичного материала. Пояс, подвергшийся динамическому рывку, необходимо изъять из употребления.

При проведении сварочных работ необходимо применять предохранительный пояс со стропом из металлической цепи.

Необходимо уметь пользоваться в случае необходимости противогазом и респиратором. Респиратор предназначен для индивидуального пользования и передавать его другому работнику можно только после дезинфекции.

При работе необходимо пользоваться исправными инструментами, приспособлениями и применять их по назначению. При обнаружении непригодности необходимо изъять из употребления и сообщить об этом начальнику подстанции.

Разрешается использовать ручной инструмент с заостренными кольцами (напильники, шаберы и др.) если на его рукоятках имеются металлические бандажные кольца.

При работе клиньями или зубилом с помощью кувалд необходимо применять клинодержатели с рукояткой длиной не менее 0,7 м [3].

При работе с инструментом ударного действия необходимо пользоваться защитными очками для защиты глаз от твердых частиц.

Подавать что-либо на конструкцию или оборудование следует с помощью бесконечного каната, веревки или шнура, надежно закрепив подаваемые предметы, стоящий внизу работник (электрослесарь) должен удерживать канат для предотвращения его раскачивания или приближения к токоведущим частям.

Инструмент на рабочем месте необходимо располагать так, что бы он не скатывался и не падал.

При переноске и перевозке острые части инструмента должны быть защищены. Непосредственно перед применением инструмент необходимо осмотреть и не использовать неисправный.

При работе абразивным и альборовым инструментом необходимо использовать только поверхности инструмента, предназначенные для обработки.

Затачиваемый предмет должен подводиться к кругу плавно, без ударов; нажимать на круг следует без усилий. Не допускается тормозить вращающийся круг нажимом на него каким-либо предметом, а также использовать рычаг для увеличения усилия нажима обрабатываемых деталей на шлифовальный круг. Полировать и шлифовать мелкие детали следует с применением специальных приспособлений и оправок.

Кабель электроинструмента необходимо защищать от случайного повреждения и от соприкосновения его с горячими, влажными и масляными поверхностями. Необходимо избегать натягивание кабеля, его перекручивания и перегибания, а так же не ставить на него груз, не допускать пересечения со шлангами и кабелем газозлектросварки.

При внезапной остановке электроинструмента (исчезновение напряжения в сети, заклинивание движущих частей и т.п.) необходимо отключать его выключателем. При переносе электроинструмента с одного рабочего места на другое, а так же при перерыве в работе и окончания ее, инструмент необходимо отсоединить от штепсельной вилкой.

При использовании переносного ручного электросветильника необходимо следить, что бы провод светильника не касался влажных, горячих и масляных поверхностей.

Если во время работы обнаружится неисправность электролампы, провода или трансформатора, необходимо заменить их исправным, предварительно отключив от электросети.

Установленные при подготовке рабочих мест заземления, плакаты и ограждения необходимо сохранять на местах их установки. Временное снятие и повторную установку заземлений следует выполнять в соответствии с указанием в наряде.

Необходимо постоянно следить за надежностью присоединения и исправностью заземления устройства и заземлений.

На рабочем месте не должно быть посторонних предметов. Используемые материалы, приспособления, оборудование не должны загромождать пути эвакуации.

Находящиеся на рабочем месте средства пожаротушения должны быть доступны и готовы к применению [6].

8.2 Экологичность

В данной работе было спроектировано внутреннее и внешнее электроснабжение промышленной эксплуатационной базы космодрома "Восточный", это вызывает необходимость проанализировать влияние проектируемого объекта на окружающую среду и человека вне производства.

Влияние электроустановок на окружающую среду – один из важных вопросов в энергетике. К негативному воздействию электричества можно отнести в первую очередь – электромагнитные поля. Доказано, что при длительном воздействии на организм человека электромагнитного поля промышленной частоты происходит неблагоприятное влияние на нервную систему, что может привести к нарушению эндокринного аппарата, обмена веществ, и других физиологических функций человека. Именно поэтому запрещается строительство жилых районов в пределах охранной зоны линии. Санитарно-защитные зоны для высоковольтных линий электропередачи, а также подстанций и электростанций должны быть рассчитаны на стадии проекта и учитываться при строительстве новых зданий и сооружений.

Охранная зона вдоль воздушных линий электропередачи устанавливается в виде воздушного пространства над землей, ограниченного параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии на расстоянии от крайних проводов по горизонтали. Для линии до 20 кВ охранная зона принимается 10 м [4].

Еще одна причина негативного влияния электроустановок – поражение электрическим током. Чаще всего это происходит с людьми, работающими в электроустановках по причине не соблюдения правил электробезопасности и условий труда.

Но нередко случаи поражения электрическим током не электротехнического персонала. Это может произойти из-за обрыва линий электропередачи вблизи зданий и сооружений. Именно поэтому в пределах границ города запрещено прокладывать высоковольтные линии электропередач, а электрические сети низкого напряжения рекомендуется выполнять кабелями или самонесущими изолированными проводами, которые безопасны для людей и животных.

8.3 Расчет маслоприемника для трансформатора

На территории промышленного района проектирования планируется установка четырёхтрансформаторной закрытой подстанции БКТП-1000/10/0,4 с номинальной мощностью трансформаторов 1000 кВА каждый.

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов при массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

Масса масла в выбранном для установки трансформаторе ТМ-1000/10 – 1250 кг [7].

Проведем подробный расчет габаритов маслоприемника для выбранного трансформатора.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho}, \quad (1)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным (1,25 т).

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{1,25}{0,88} = 1,42 \text{ м}^3$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (2)$$

где A , B – длина и ширина рассматриваемого трансформатора (2450×1250 мм);

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника (0,6 м).

$$S_{mn} = (2,45 + 2 \cdot 0,6) \cdot (1,25 + 2 \cdot 0,6) = 8,94 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности принятого трансформатора:

$$S_{bn} = (A + B) \cdot 2 \cdot H, \quad (3)$$

где H – высота трансформатора (2450 мм).

$$S_{bn} = (2,45 + 1,25) \cdot 2 \cdot 2,45 = 18,13 \text{ м}^2$$

При массе масла более 600 кг применяется маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приемка.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин [6].

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

где K_n – интенсивность пожаротушения (0,2 л/(с·м²))

t – нормативное время тушения t (1800сек)

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (8,94 + 18,13) \cdot 10^{-3} = 9,74 \text{ м}^3$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема всего количества масла и 80 % воды:

$$V_{\text{трм}H_2O} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O} , \quad (5)$$

$$V_{\text{трм}H_2O} = 1,42 + 0,8 \cdot 9,74 = 9,21 \text{ м}^3$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости при пожаротушении:

$$H_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{трм}H_2O}}{S_{\text{мп}}} \quad (6)$$

$$H_{\text{мп}} = \frac{9,21}{8,94} = 1,03 \text{ м}$$

При массе масла более 600 кг маслоприемник может выполняться без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

Тогда полная высота маслоприемника определяется как:

$$H_{\text{мп}} = H_{\text{нмн}} + H_{\text{ен}} + H_{\text{г}}, \quad (7)$$

где $H_{\text{ен}}$ - высота воздушной прослойки (0,075 м);

$H_{\text{г}}$ - высота слоя гравия (0,25 м).

$$H_{\text{нмн}} = 1,03 + 0,075 + 0,25 = 1,355 \text{ м.}$$

8.4 Чрезвычайные ситуации

Наибольшее количество пожаров и взрывов на электроэнергетических объектах приходится на долю трансформаторов (около 40%). Во многом это обусловлено использованием для изоляции и охлаждения горючих

материалов, а также оборудования, являющегося потенциальным источником возгорания (маслонаполненное электрооборудование, трансформаторное масло, кабельные сооружения, изоляции силовых кабелей и т.д.). Горение вышеперечисленных материалов характеризуется выделением большого количества теплоты и токсичных веществ, а также сильным задымлением.

Основной причиной пожаров на трансформаторных подстанциях является короткое замыкание, которое приводит к недопустимому перегреву токоведущих частей. Возникновение электрической дуги при КЗ становится причиной недопустимого повышения давления в масляном баке. В результате этого происходит вскипание трансформаторного масла и разложение его на горючие газы, что приводит к взрыву трансформатора, масляных выключателей и растеканию горящего масла.

Тушение пожара на трансформаторах осложнено возникновением опасности поражения человека электрическим током. Это может произойти вследствие случайного прикосновения человека к токоведущим частям электроустановки или если струя воды (или другого тушащего средства) достигнет частей электроустановки, находящихся под напряжением. Именно поэтому действия персонала по тушению пожаров в трансформаторах и других электроустановках строго прописывается. В «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» указаны меры предотвращения пожаров и обеспечения пожарной безопасности всего электротехнического оборудования подстанции. Ниже приведены некоторые из них.

Пожарная безопасность трансформаторов обеспечивается:

- соблюдением номинальных режимов работы;
- соблюдением норм качества масла;
- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;
- качественным выполнением ремонтов оборудования, устройств автоматики и защиты;

– маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла[3] и др.

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии), вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

При тушении пожара на электрооборудовании без снятия напряжения с электроустановок пожарные автомобили и стволы должны быть заземлены, а ствольщик должен работать в диэлектрической обуви и диэлектрических перчатках.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом.

На подстанциях первичные средства пожаротушения устанавливаются в специальных пожарных щитах. Класс пожара на подстанции «Восточная» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Установить их следует в видном и доступном месте. ЩП-Е включает в себя [6]:

- огнетушитель порошковый ОП-4 – 2шт.;
- огнетушитель углекислотный ОУЗ – 2 шт.;
- крюк с деревянной рукояткой – 1 шт.;

- ножницы диэлектрические – 1 шт.;
- боты диэлектрические – 1 шт.;
- коврик диэлектрический 500 мм на 500 мм – 1 шт.;
- кошма ПП600 – 1 шт.;
- лопата совковая – 1 шт.

Так же рядом с трансформатором должен располагаться ящик с песком для тушения небольших очагов пожара (воспламенение кабелей или горючих жидкостей).

Подстанции без обслуживающего персонала первичными средствами пожаротушения не обеспечиваются, кроме ящичков с песком у трансформаторов [3]. Оперативно-выездная бригада в автомобилях должна иметь минимум 4 углекислотных или порошковых огнетушителей, как средства первичного пожаротушения.

9 ОХРАНА ТРУДА

9.1 Вопросы ТБ при обслуживании распределительных сетей

Технические мероприятия безопасности, выполняемые при работах с полным или частичным снятием напряжения, состоят в следующем:

1) отключаются токоведущие части, на которых придется работать, а также те, которые доступны прикосновению;

2) вывешиваются плакаты: «Не включать – работают люди» на рукоятках всех отключающих аппаратов, при помощи которых может быть подано напряжение к месту работы;

3) устанавливаются временные изолирующие ограждения не отключенных токоведущих частей, доступных случайному прикосновению. На ограждениях вывешиваются плакаты: «Стоять! Опасно для жизни»;

4) в установках с номинальным напряжением свыше 380 В присоединяют к заземляющей нише специальный переносной гибкий проводник;

5) снимают постоянные ограждения токоведущих частей и убеждаются в отсутствии напряжения у каждой фазы относительно земли;

6) накладывают на отключенные токоведущие части переносной заземляющий проводник, заранее присоединенный к заземлению (при этом используют перчатки);

7) на месте работ вывешиваются плакаты «Работать здесь», когда работают без применения переносных заземлений, нужны дополнительные меры, препятствующие ошибочной подаче напряжения к месту работ: механическое запирающее устройство проводов отключенных аппаратов, снятие предохранителей, вставка изолирующих прокладок между контактами рубильников, а если все это невозможно осуществить, то отключают питающую линию от распределительных устройств.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работающих в случае работ с полным или частичным снятием напряжения, следующие:

- 1) оформление задания на работу;
- 2) соблюдение процедуры допуска ремонтного персонала к работе;
- 3) надзор за соблюдением работающими правил электробезопасности;
- 4) оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работ.

9.2 Выбор средств индивидуальной защиты

Индивидуальные средства защиты оперативного персонала выбираются по нормам комплектования средств защиты.

Выбор средств индивидуальной защиты производится для оперативно-выездной бригады из пяти человек. Все данные сводятся в таблицу 16.

Таблица 16 – Индивидуальные средства защиты

Наименование средств защиты	Марка	Потребное количество	Место хранения
Изолирующая штанга	ШО-10	3 шт.	
Указатель напряжения	УНН-1	2 шт.	
Изолирующие клещи на напряжение свыше 1000 В	КВП-2	9 шт.	
Диэлектрические перчатки	ГОСТ 12.4.183-91	9 пар	Фургон передвижной автомастерской
Диэлектрические боты	ГОСТ 13385-78	9 пар	
Слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками	КС-1115	2 компл.	
Переносные заземления	ПЗУ-1М	4 шт.	
Диэлектрический коврик	ГОСТ 4997-75	9 шт.	
Защитные очки	ЗП 1-80	6 шт.	
Указатель напряжения для фазировки	УВНФ-10СЗ	2 шт.	
Респиратор	Р-2	5 шт.	
Защитная каска	СОМЗ-55	5 шт.	
Предохранительный пояс	ПП1 А	5 шт.	

Индивидуальные средства защиты разделяются на основные и дополнительные. Основными средствами защиты являются: изолирующие штанги, клещи, указатели напряжения. К дополнительным относятся

электрозащитные средства, имеющие изоляцию, неспособную выдержать рабочее напряжение электроустановки. Их назначение – усиление защитного действия основных защитных средств, с которыми они должны применяться. К ним относятся диэлектрические перчатки, боты, коврики и так далее.

Помимо средств защиты выдается рабочая спецодежда с учетом норм носки в календарных месяцах:

- 1) полукомбинезон хлопчатобумажный на 12 месяцев;
- 2) куртка хлопчатобумажная утепленная на 24 месяца;
- 3) брюки хлопчатобумажные утепленные на 24 месяца;
- 4) валенки на 30 месяцев.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте спроектирована электрическая сеть, разработано электроснабжение промышленной эксплуатационной базы, расположенной в Амурской области на космодроме Восточный.

В ходе выполнения проекта были определены режимные и вероятностные характеристики нагрузки; выбраны трансформаторы, выбрано электрооборудование, рассчитаны токи КЗ, разработана релейная защита.

В ходе данного проекта по проектированию электроснабжения промышленной эксплуатационной базы космодрома Восточный было проведено следующее:

- выбрано номинальное рациональное напряжение сети 10 кВ и схема ЗРУ подстанции;
- для технически и экономически осуществимой схемы было выбрано основное оборудование, а также определены удельные затраты;
- разработана релейная защита внеплощадочных сетей электроснабжения 10 и 0,38 кВ;

На шинах НН с помощью регулирования напряжения было достигнуто желаемое его значение, тем самым обеспечены требования к качеству электроэнергии.

Полученная сеть электроснабжения является экономически целесообразной, так как имеет небольшие капиталовложения равные 116848.289 тыс. руб., допустимые издержки 73080 тыс.руб., а также реальную на сегодняшний день стоимость и себестоимость.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электроснабжения./Под редакцией Ю. Г. Барыбина - М.: Энергоатомиздат, 1990.
2. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоиздат, 1987.
3. Б.Ю. Липкин. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. - М.: Высшая школа, 1990.
4. Правила устройств электроустановок. - СПб.: Издательство ДЕАН, 2002.
5. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в двух томах./Под общей редакцией А.А. Федорова. - М.: Энергоатомиздат, 1986, 1987.
6. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. СПб, ПЭИПК, 2001.
8. РД 153-34,0-20,527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Российское акционерное общество энергетики и электрификации "ЕЭС России" 1998 г.
9. ГОСТ 50254-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и технического действия тока короткого замыкания.
10. Н.Л. Лобанов. Экономика, организация и планирование производства. - М.: Экономика, 1986.
11. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Монография. - 4-е изд., перераб. и доп. - СПб, ПЭИПК, 2003. - 350 с.

12. Н.А. Чекалин, Г.Н. Полухина, С.А. Чекалина. Охрана труда в электрохозяйствах промышленных предприятий. - М.: Энергоатомиздат, 1990.

13. А.Б. Булгаков. Методические указания подготовлены в рамках реализации проекта о подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов («Кадры для регионов»). - Благовещенск Издательство АмГУ 2014.

14. <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70070244/>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 17 - Объекты ПСЭБ

№ объекта	Название
1	Наземный резервуарный парк хранения дизельного топлива
2	Насосная для заправки тепловозов
3	Насосная станция с операторской и бытовыми помещениями
4	Автомобильный узел налива
5	Сливная эстакада
6	Маневровое устройство
7	Резервуары аварийного пролива топлива V-15 м ³
8	Резервуары аварийного пролива топлива V-15 м ³
9	Здание службы эксплуатации железной дороги
10	Депо для экипировки и обслуживания тепловозов
11	Склад песка
12	Компрессорная станция
13	Мачта освещения
14	Пункт заправки тепловозов
15	Подземный резервуар для сбора аварийных проливов
16	Мачта освещения с молниеприемником
17	Молниеприемник мачтовый
18	Котельная
19	Дымовая труба
20	Противопожарная насосная станция
21	Противопожарный резервуар
22	Очистные сооружения хоз-бытовых стоков

№ объекта	Название
23	КПС
24	Очистные сооружения дождевых стоков
25	2БКТП-1250
26	Площадка с навесом для контейнеров с ТБО
27	Производственный корпус
28	Гараж
29	АБК
30	Столовая
31	КПП
32	Стоянка личных автомобилей
33	Площадка ТБО
34	2БКТП-400
35	Опорный узел связи
36	Дизель-генераторная
37	Крытый склад
38	Открытая площадка с козловым краном
39	Производственный корпус с АБК
40	Склад реагентов
41	Очистные сооружения дождевых стоков
42	Площадка ТБО
43	Открытая стоянка автотранспорта (дорожной техники)
44	Пожарное депо на 2 автомобиля
45	Вспомогательное здание
46	Площадка для проведения занятий на 100 м полосе
47	Площадка к учебной башне
48	Баскетбольная и волейбольная площадка

№ объекта	Название
49	Подземный резервуар емк. 50 м3 с пожарным гидрантом, площадка для стоянки автомобилей
50	Площадка с навесом для контейнеров с ТБО
51	Очистные сооружения дождевых стоков
52	2БКТП-1000-10/ОА
53	Мачта освещения
54	Административно-бытовой корпус с постом ЭЦ
55	Гараж
56	2БКТП-400-10/0,4
57	Высокая пассажирская платформа
58	Пешеходный тоннель
59	Стоянка легковых автомобилей
60	Пункт технической передачи вагонов
61	Пункт обогрева
62	Площадка с навесом для контейнеров ТБО
63	Мачты радиосвязи
64	ДНС
65	Мачты освещения
66	Здание управленческого персонала
67	КРУЭ 220 кВ
68	КРУЭ 110 кВ
69	КРУ 10 кВ совмещенное с ОПУ
70	Силовой автотрансформатор АДЦТН-63000/220/110/10
71	Пожарные резервуары
72	Маслосборник
73	Уборная
74	2БКТП-Ш-10/ОА

№ объекта	Название
75	ДГУ-5
76	Очистные сооружения дождевых стоков
77	Площадка с баками для ТБО
78	Здание базы эталонирования приборов
79	Гараж-стоянка спецтехники на 3 автомобиля
80	Административно-техническое здание
81	Боксы для спецтехники
82	Площадка для проведения актинометрических измерений
83	Площадка для установки антенн спутниковой связи
84	Площадка для разгрузки-погрузки баллонов
85	Площадка аэрологической станции
86	Площадка для размещения датчиков ПСМГ
87	Площадка для размещения датчиков АМС
88	ПС «ГПП»220/110/10 кВ
89	ПС 220/10 кВ «Восточная»
90	ПС 110/10 кВ «Аэродром»
91	БКТП-160-10/ОА
92	АЗС
93	Караульное помещение
94	Дизель-генераторная
95	КПП
96	КПП
97	Водозаборное сооружение № 4

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица 18 - Журнал контрольных и силовых кабелей ЦРП 10 кВ ПСЭБ

Марка	Тип	Число и сечение жил	Число резерв. жил	Направление кабеля		Длина, м
				Откуда	Куда	
1	2	3	4	5	6	7
Постоянный ток						
П-102	ВВГнг	2*6		ОПУ шк.№4 отх.линий	КРУ-10 кВ яч.	35
П-202	ВВГнг	2*6		ОПУ шк.№4 отх.линий	КРУ-10 кВ яч.	35
П-103	ВВГнг	2*6		ОПУ шк.№4 отх.линий	шк.№4 Блок аварийного освещения	2
П-203	ВВГнг	2*6		ОПУ шк.№4 отх.линий	шк.№4 Блок аварийного освещения	2
П-104	ВВГнг	2*6		ОПУ шк.№4 отх.линий	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	10
П-204	ВВГнг	2*6		ОПУ шк.№4 отх.линий	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	10
П-105	ВВГнг	2*6		ОПУ шк.№4 отх.линий	Панель АСУ ТП	20
П-205	ВВГнг	2*6		ОПУ шк.№4 отх.линий	Панель АСУ ТП	20
П-106	ВВГнг	2*6		ОПУ шк.№4 отх.линий БАО	КРУ-10 БАО	30
Центральная сигнализация						
ЦС-101	КВВГэнг	4*2,5	2	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	ОПУ шк.№4 отх.линий	10

Продолжение таблицы 18

Марка	Тип	Число и сечение жил	Число резерв. жил	Направление кабеля		Длина, м
				Откуда	Куда	
1	2	3	4	5	6	7
ЦС-102	КВВГЭнг	4*2,5	2	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	ОПУ шк.№4 отх.линий	10
ЦС-103	КВВГЭнг	4*1,5	3	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	КРУ-10 кВ яч.210 СР- 10	55
ЦС-104	КВВГЭнг	4*1,5	1	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	ОПУ шк.№3 ввод АКБ	10
ЦС-105	КВВГЭнг	4*1,5	1	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	ОПУ шк.№15 ввод ТСН 1,2	20
ЦС-106	КВВГЭнг	4*1,5	3	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	КРУ-10 кВ яч.101 ввод №1	70
ЦС-107	КВВГЭнг	4*1,5	3	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	КРУ-10 кВ яч.201 ввод №2	60
ЦС-108	КВВГЭнг	4*1,5	3	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	КРУ-10 кВ яч.110 СВ- 10	55
ЦС-109	КВВГЭнг	4*1,5	3	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	КРУ-10 кВ яч.109 ТН- 10 1СШ	50
ЦС-110	КВВГЭнг	4*1,5	3	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	КРУ-10 кВ яч.209 ТН- 10 2СШ	50
ЦС-111	КВВГЭнг	4*1,5	3	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	КРУ-10 кВ яч.218	35

Продолжение таблицы 18

Марка	Тип	Число и сечение жил	Число резерв. жил	Направление кабеля		Длина, м
				Откуда	Куда	
1	2	3	4	5	6	7
ЦС-112	КВВГЭНГ	4*1,5	3	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	КРУ-10 кВ яч.118	30
ЦС-113	КВВГЭНГ	4*1,5	3	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	КРУ-10 кВ яч.102 ТСН- 1	65
ЦС-114	КВВГЭНГ	4*1,5	3	ОПУ шк.№6 Центр. Сигнализ.	КРУ-10 кВ яч.202 ТСН- 2	60
Телемеханика						
ТМ-101	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.101 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	70
ТМ-102	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.110 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	50
ТМ-103	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.109 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	50
ТМ-104	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.102 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	60
ТМ-105	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.103 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	60
ТМ-106	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.104 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	55
ТМ-107	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.105 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	55
ТМ-108	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.106 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	55
ТМ-109	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.107 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	50
ТМ-110	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.108 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	50
ТМ-111	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.111 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	50

Продолжение таблицы 18

Марка	Тип	Число и сечение жил	Число резерв. жил	Направление кабеля		Длина, м
				Откуда	Куда	
1	2	3	4	5	6	7
ТМ-112	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.112 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	45
ТМ-113	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.113 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	45
ТМ-114	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.114 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	45
ТМ-115	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.115 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	40
ТМ-116	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.116 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	40
ТМ-117	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.117 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	40
ТМ-118	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.118 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№10	35
ТМ-201	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.101 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	60
ТМ-202	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.110 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	40
ТМ-203	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.109 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	40
ТМ-204	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.102 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	50
ТМ-205	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.103 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	50
ТМ-206	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.204 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	45
ТМ-207	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.205 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	45
ТМ-208	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.208 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	45
ТМ-209	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.209 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	40
ТМ-210	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.210 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	40
ТМ-211	КВВГЭНГ	10*1,5	7	Яч.211 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	40

Продолжение таблицы 18

Марка	Тип	Число и сечение жил	Число резерв. жил	Направление кабеля		Длина, м
				Откуда	Куда	
1	2	3	4	5	6	7
ТМ-212	КВВГЭнг	10*1,5	7	Яч.212 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	35
ТМ-213	КВВГЭнг	10*1,5	7	Яч.213 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	35
ТМ-214	КВВГЭнг	10*1,5	7	Яч.214 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	35
ТМ-215	КВВГЭнг	10*1,5	7	Яч.215 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	30
ТМ-216	КВВГЭнг	10*1,5	7	Яч.216 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	30
ТМ-217	КВВГЭнг	10*1,5	7	Яч.217 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	30
ТМ-218	КВВГЭнг	10*1,5	7	Яч.218 КРУ10	ОПУ шк ТМ.№11	25

Таблица 19 - Кабельный журнал внешних соединений шкафов

Марка	Тип	Число и сечение жил	Направление кабеля		Длина, м
			Откуда	Куда	
1	2	3	5	6	7
СН-01	ПвП	3х35	Ячейка 101 КРУ 10 кВ	ТСН 1	15
СН-02	ПвП	3х35	Ячейка 201 КРУ 10 кВ	ТСН 2	15
Наружное освещение					
ОС-01	ВВГнг-LS	3х2,5	Шкаф освещения (ШО-1). QF-1	Коробка клеммная У614 №1	100
ОС-02	ВВГнг-LS	3х2,5	Шкаф освещения (ШО-1). QF-2	Коробка клеммная У614 №2	50

Продолжение таблицы 19

Марка	Тип	Число и сечение жил	Направление кабеля		Длина, м
			Откуда	Куда	
1	2	3	5	6	7
ОС-03	ВВГнг-LS	3x1,5	Коробка клеммная У614 №1	Прожекторный светильник №1	30
ОС-04	ВВГнг-LS	3x1,5	Коробка клеммная У614 №1	Прожекторный светильник №2	30
ОС-05	ВВГнг-LS	3x1,5	Коробка клеммная У614 №1	Прожекторный светильник №3	30
ОС-06	ВВГнг-LS	3x1,5	Коробка клеммная У614 №2	Прожекторный светильник №4	30
ОС-07	ВВГнг-LS	3x1,5	Коробка клеммная У614 №2	Прожекторный светильник №5	30
ОС-08	ВВГнг-LS	3x1,5	Шкаф освещения (ШО-1). QF-3	Прожекторный светильник №6	30
ОС-09	ВВГнг-LS	5x6	Шкаф управления освещением. ЯОУ 9601-3874-54 УЗ	Шкаф освещения (ШО-1). S-4	30
Собственные нужды переменного тока					
100Н-01	ВВГнг-LS	3x70	Трансформатор собственных нужд ТСН-1	Панель ввода и секционирования QF-1.1	58

Продолжение таблицы 19

Марка	Тип	Число и сечение жил	Направление кабеля		Длина, м
			Откуда	Куда	
1	2	3	5	6	7
200Н-01	ВВГнг	3х70	Трансформатор собственных нужд ТСН-2	Панель ввода и секционирования QF-1.2	46
101Н-01	ВВГнг	4х6	Панель СН №1 QF-1	ВРУ КРУ 10 кВ QF-1	82
202Н-01	ВВГнг	4х6	Панель СН №2 QF-2	ВРУ ОПУ 10 кВ QF-1	83
105Н-01	ВВГнг	4х6	Панель СН №1 QF-5	ЗВУ-1	22
206Н-02	ВВГнг	4х6	Панель СН №2 QF-6	ЗВУ-2	24
107Н-01	ВВГнг	4х6	Панель СН №1 QF-7	Шкаф ввода 1 секции КРУ 6кВ S-1	50
208Н-01	ВВГнг	4х6	Панель СН №2 QF-8	Шкаф ввода 2 секции КРУ 6кВ S-1	70
109Н-01	ВВГнг	4х6	Панель СН №1 QF-9	Шкаф управления освещением ЯУО-1 QF-1	30
210Н-02	ВВГнг	4х6	Панель СН №2 QF-10	Шкаф управления освещением ЯУО-1 QF-2	35

Продолжение таблицы 19

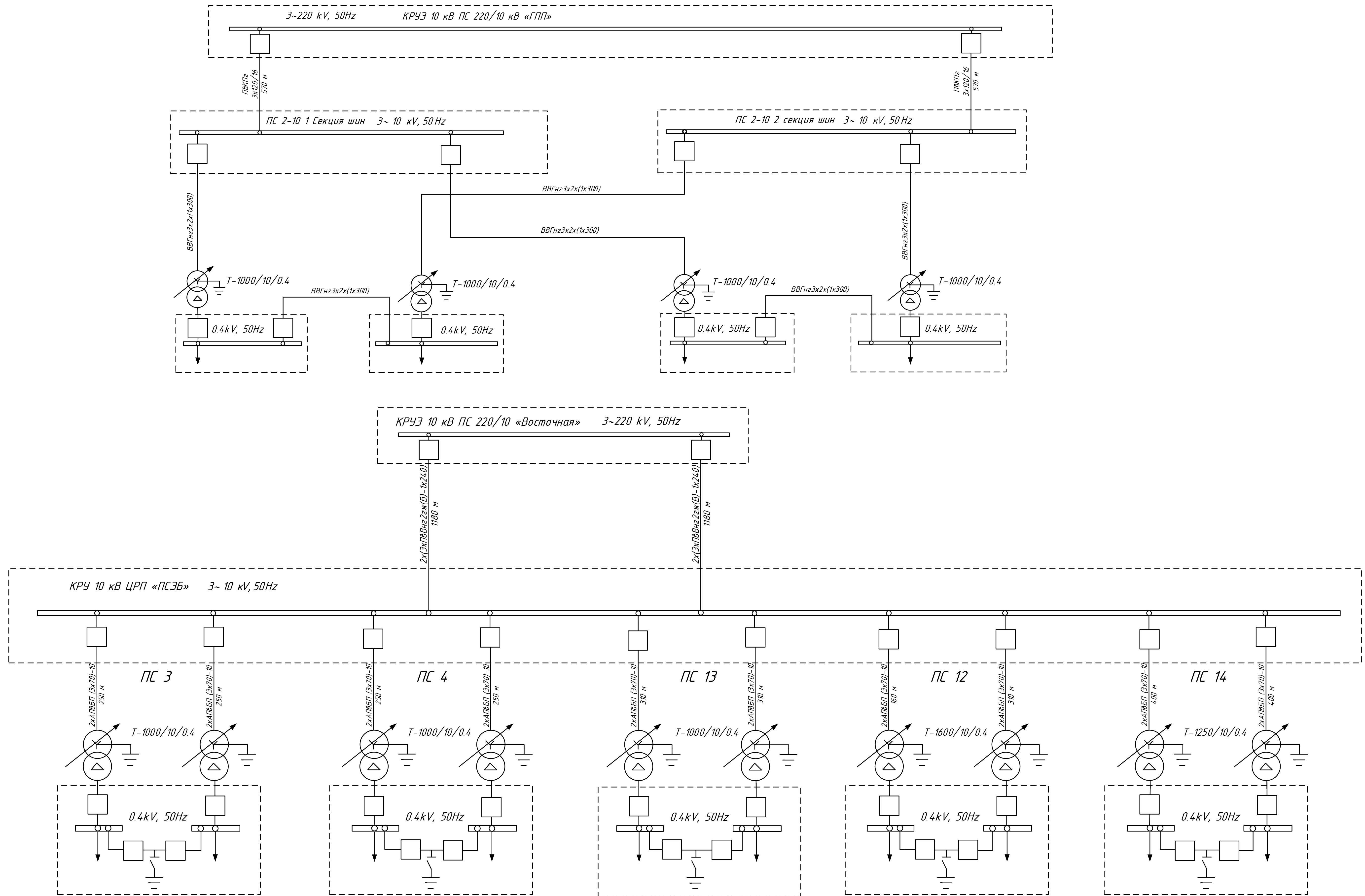
Марка	Тип	Число и сечение жил	Направление кабеля		Длина, м
			Откуда	Куда	
1	2	3	5	6	7
113Н-01	ВВГнг	4х6	Панель СН №1 QF-13	Шкаф распределения ОПУ S-1	33
214Н-02	ВВГнг	4х6	Панель СН №2 QF-14	Шкаф распределения ОПУ S-2	35
221Н-01	ВВГнг	5х2,5	Панель СН №1 QF-21	розеточная группа ОПУ	55
127Н-01	ВВГнг	5х2,5	Панель СН №1 QF-27	Шкаф сигнализации	20
228Н-01	ВВГнг	5х2,5	Панель СН №2 QF-28	Шкаф ЩПТ	20
129Н-01	ВВГнг	5х2,5	Панель СН №1 QF-29	Шкаф ввода КРУ 10 блок оперативной блокировки	50
230Н-01	ВВГнг	5х2,5	Панель СН №2 QF-30	Шкаф ввода КРУ 10 блок оперативной блокировки	70
145Н-01	ВВГнг	3х2,5	Панель СН №1 QF-45	Шкаф связи fox SF-1	30
246Н-01	ВВГнг	3х2,5	Панель СН №2 QF-46	Шкаф связи fox SF-2	35

Продолжение таблицы 19

Марка	Тип	Число и сечение жил	Направление кабеля		Длина, м
			Откуда	Куда	
1	2	3	5	6	7
143Н-01	ВВГнг	3х2,5	Панель СН №1 QF-43	Шкаф НКУ АИСКУЭ SF-1	25
244Н-01	ВВГнг	3х2,5	Панель СН №2 QF-44	Шкаф НКУ АИСКУЭ SF-2	30
147Н-01	ВВГнг	3х2,5	Панель СН №1 QF-47	Шкаф АСУ SF-1	25
248Н-01	ВВГнг	3х2,5	Панель СН №2 QF-48	Шкаф АСУ SF-2	30
151Н-01	ВВГнг	3х2,5	Панель СН №1 QF-51	Блок аварийного освещения	38

Таблица 20 - Кабельный журнал для РМЗ

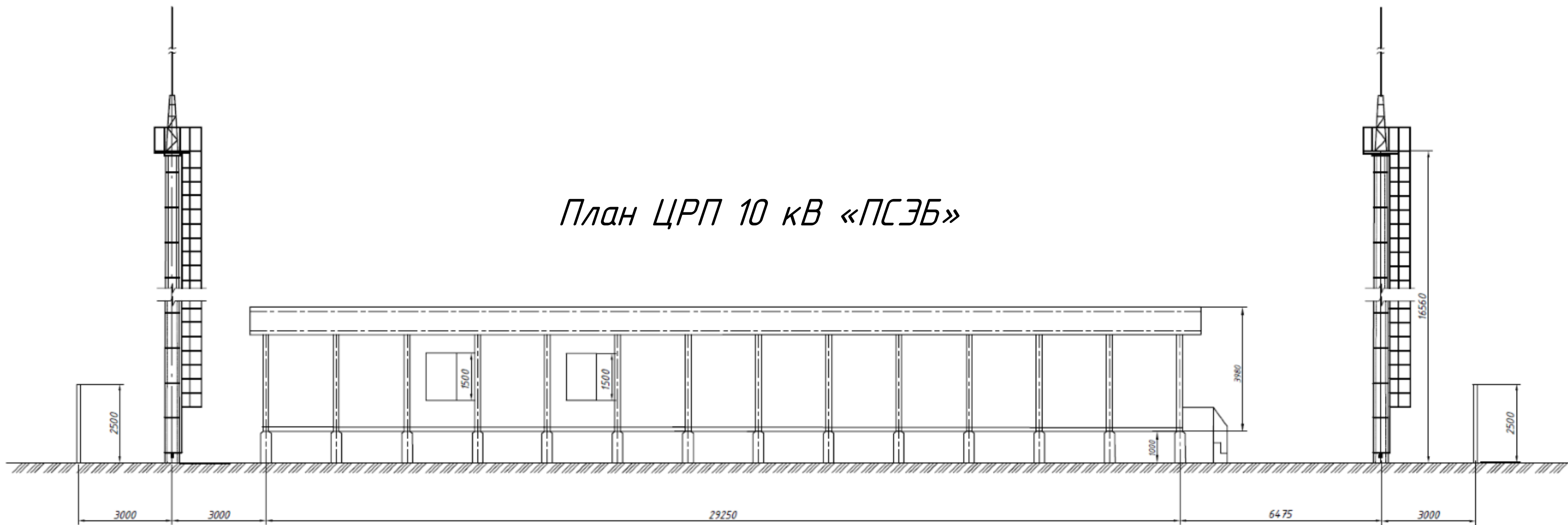
Марка	Тип	Число и сечение жил
1	2	3
Кабель высоковольтных перемычек РУВН - Трансформатор	АПВВнг-САЭ	1х120/25-10
Кабель высоковольтных перемычек РМ6(1 секция) - РМ6(2 секция)	АПВВнг(А)	1*240
Провод НН перемычек РУНН - Трансформатор	ВВГнг-LS	1*240
Провод НН перемычек БТП1 - БТП2, БТП3 - БТП4	ВВГнг-LS	1*240
Комплект провода для запитки конденсаторных установок	ВВГнг-LS	1*70
	ВВГнг-LS	1*120



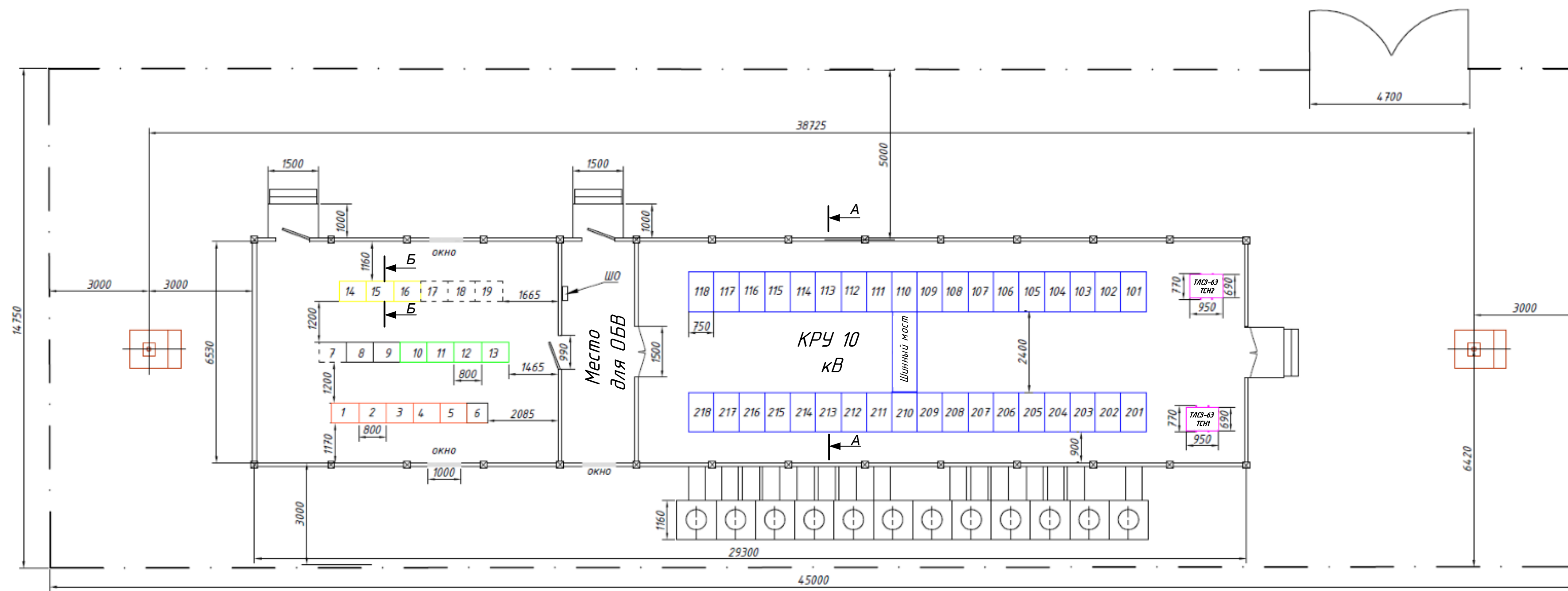
				ВКР.14.088.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит	Масштаб
Разработ		Бажанов М.В.			у	
Провер		Остапенко А.А.				
					Лист 1	Листов 6
Н. Кантр					АМГУ гр. 442 об-4	
Утвержд						

Главная упрощенная схема электроснабжения

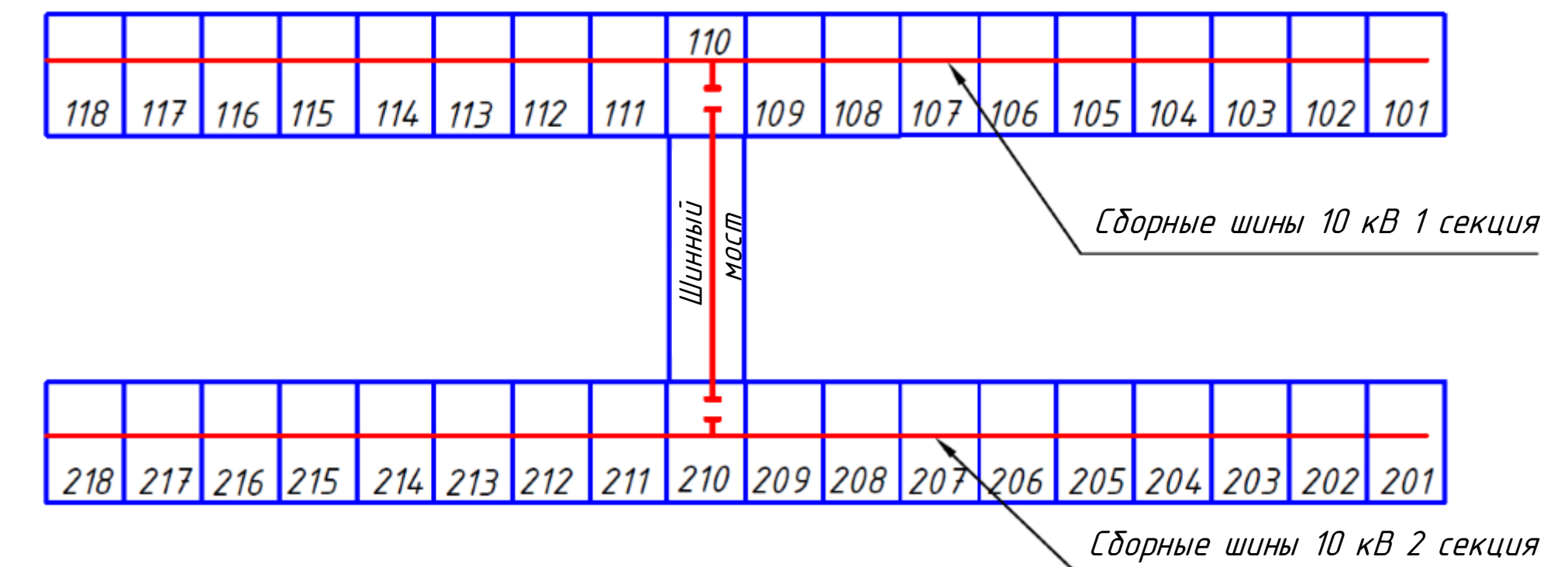
План ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»



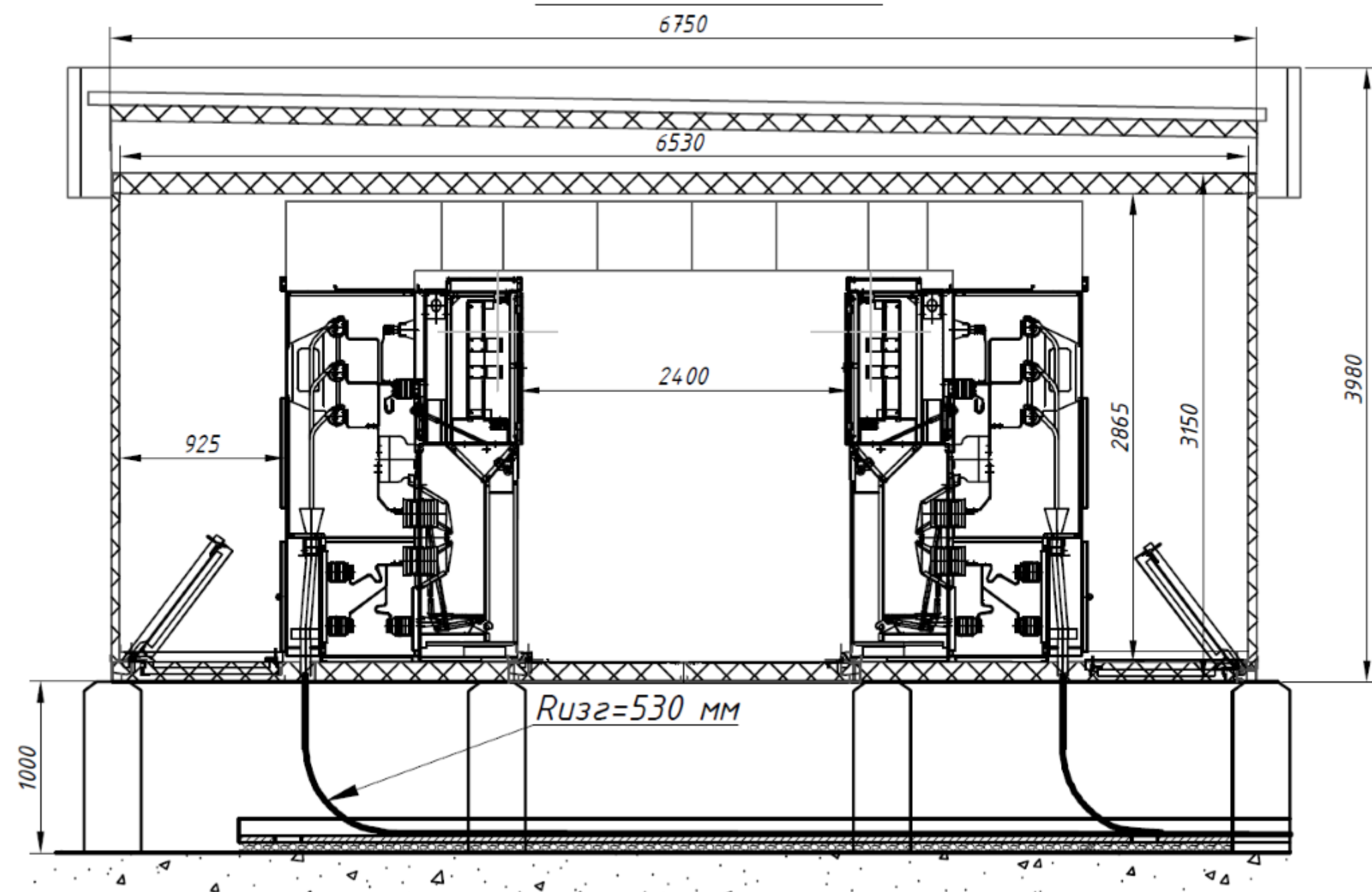
Номер шкафа	Назначение
1	Зарядно-выпрямительное устройство 1 (ЗВУ 1)
2	Шкаф батарейный (АБ)
3	Ввод АБ
4	Шкаф отходящих линий
5	Зарядно-выпрямительное устройство 2 (ЗВУ 2)
6	Шкаф ЦС
7	Резерв
8	Шкаф ЧСПД
9	Стойка ПОДС
10, 11	Стойка телемеханики
12, 13	Стойка связи
14	Шкаф отходящих линий 0,4 кВ (ШОЛ)
15	Секционный выключатель 0,4 кВ / Ввод ТСН1, ТСН 2
16	Шкаф отходящих линий 0,4 кВ (ШОЛ)



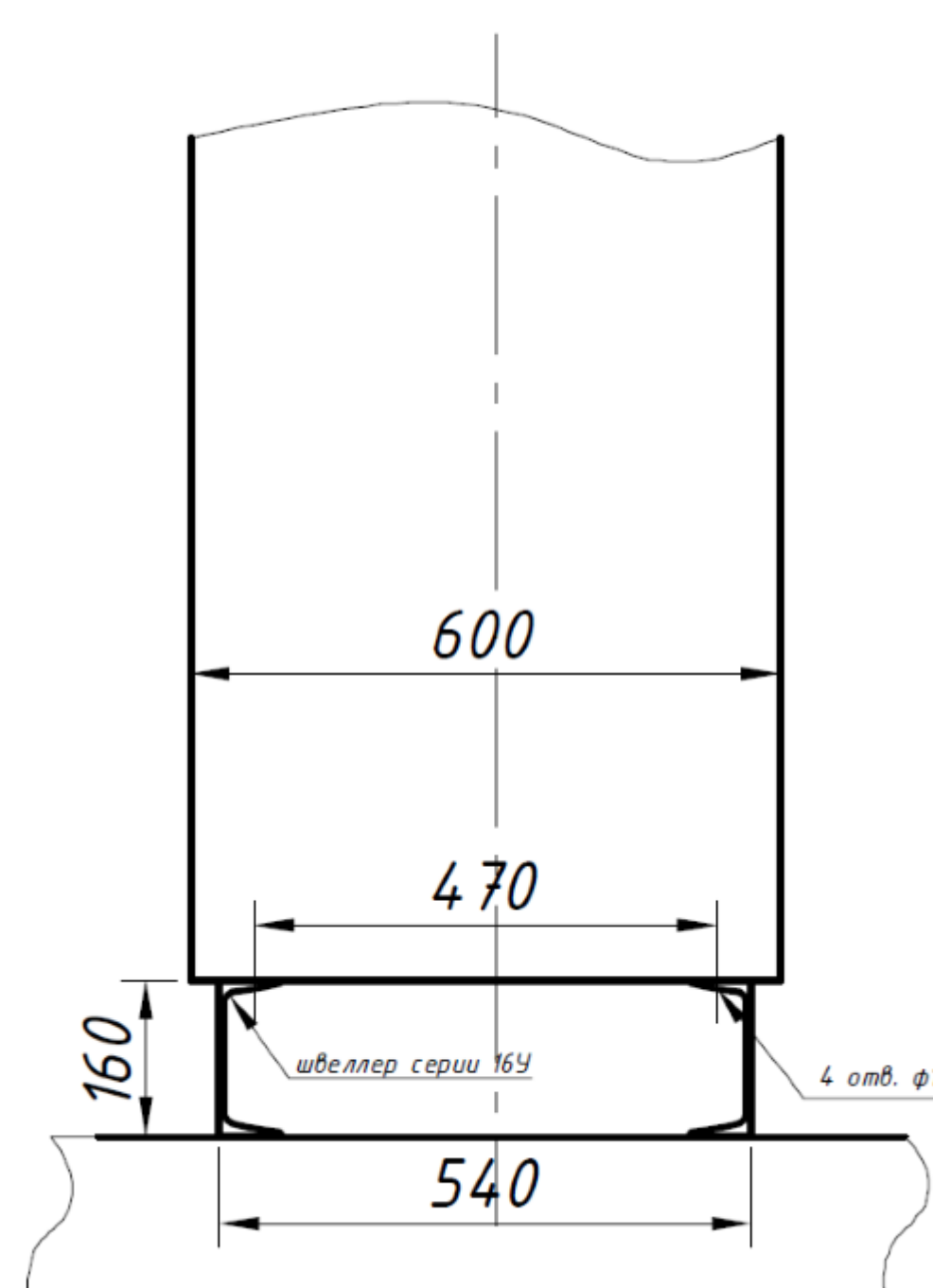
Схематическое расположение сборных шин 10 кВ



Разрез А-А (увеличено)



Разрез Б-Б (увеличено)

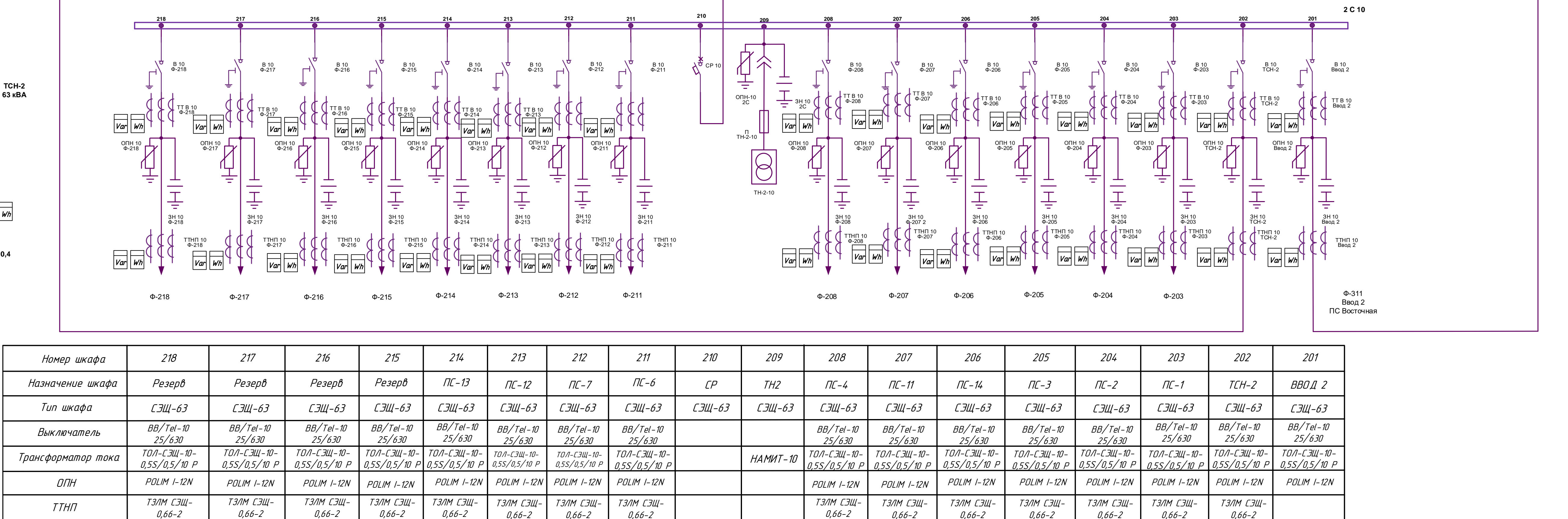
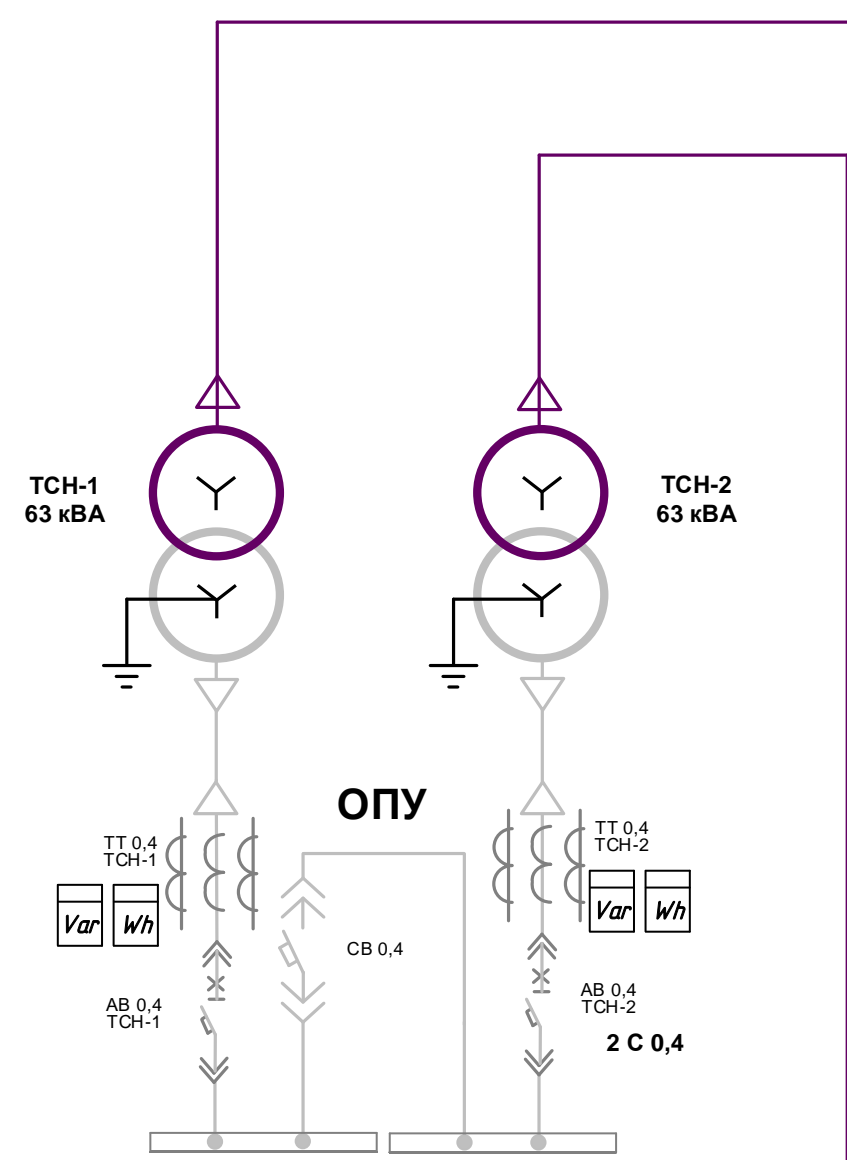
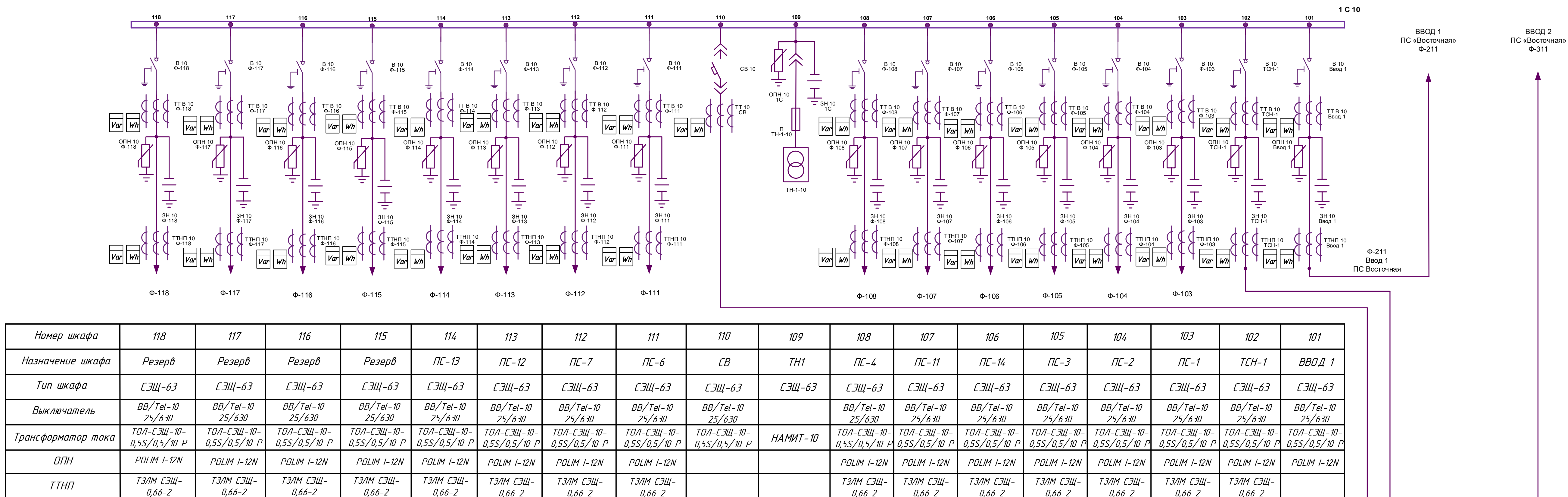


Условные обозначения

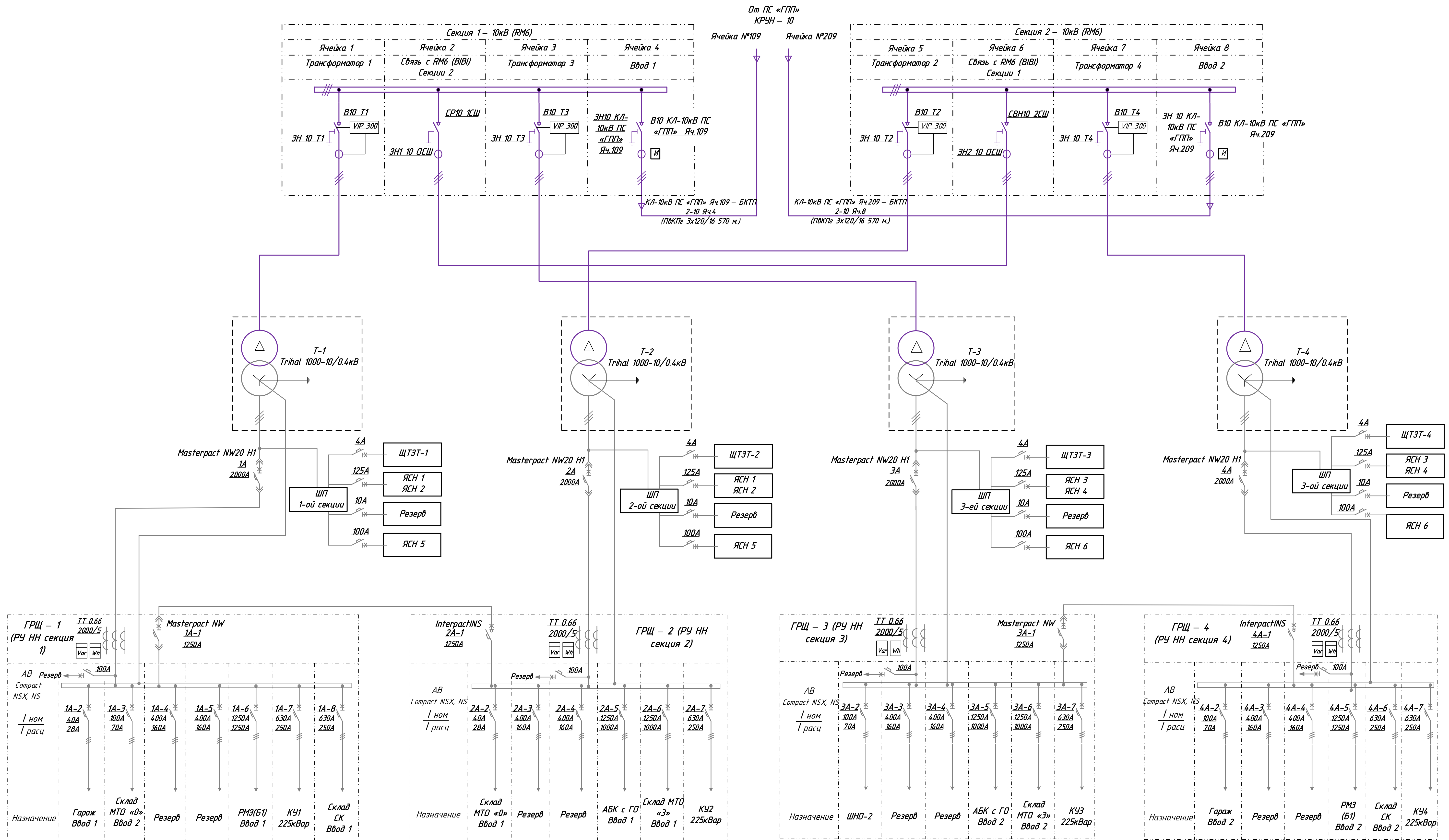
- КРУ - Комплектное распределительное устройство
- ОБВ - Помещение оперативно-выездной бригады
- ОПУ - Общеподстанционный пункт управления
- ТСН - Трансформатор собственных нужд
- ШО - Шкаф освещения

				ВКР.14.088.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит	Масштаб
Разработ	Бажанов М.В.				У	
Провер	Остапенко А.А.					
					Лист 2	Листов 6
					АМГУ гр. 442 об-4	

ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»



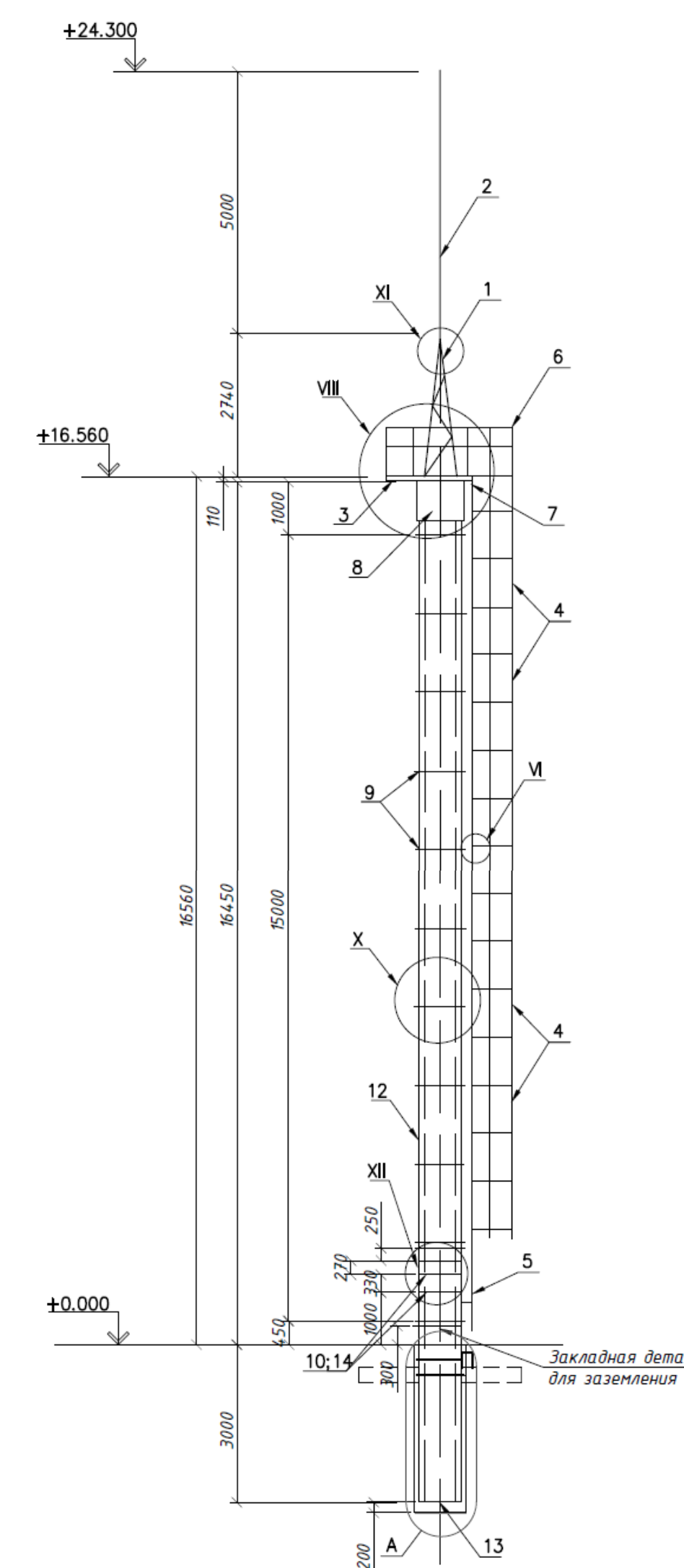
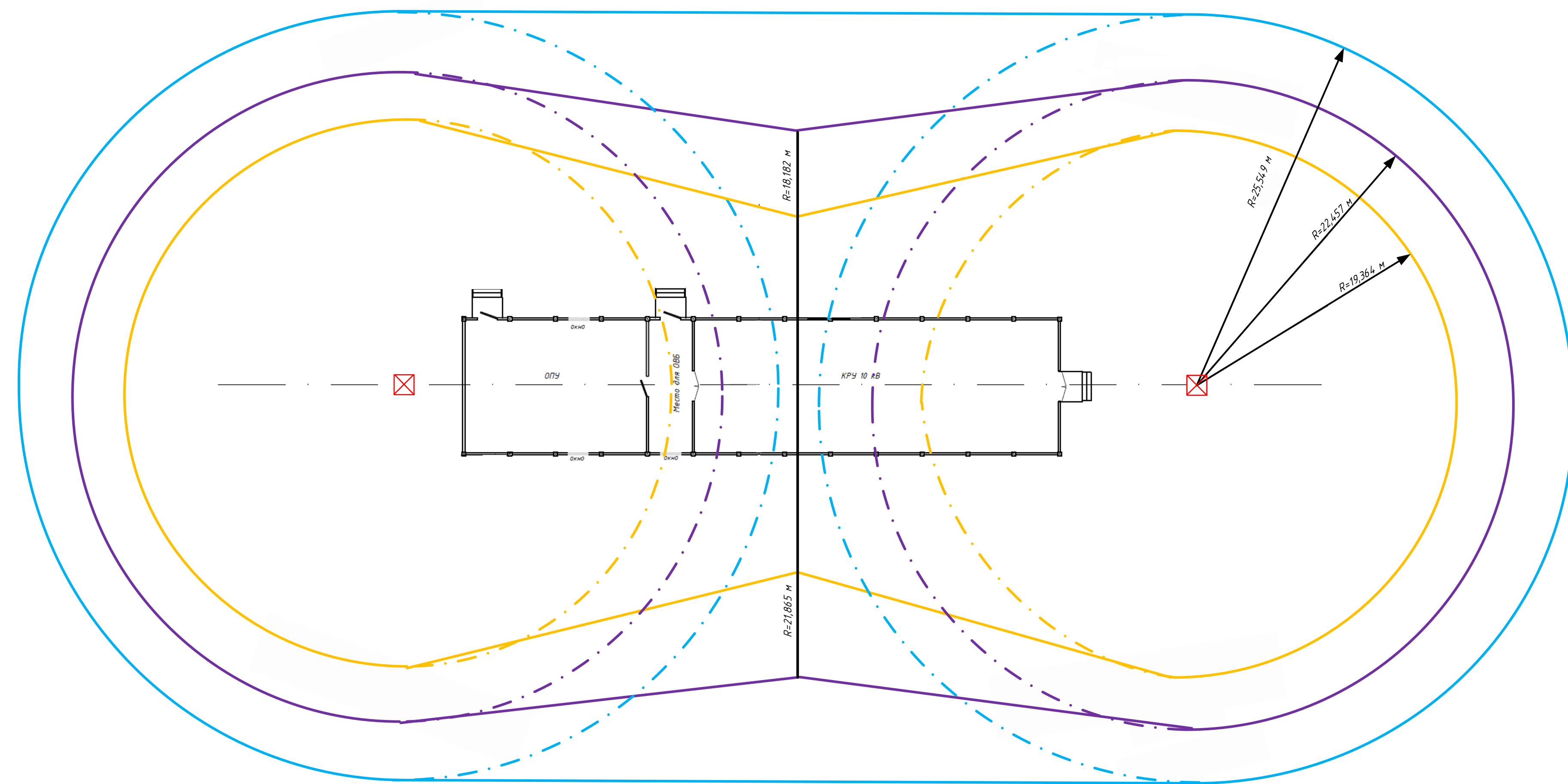
Однолинейная электрическая схема ПС2-10



				ВКР.14.088.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит	Масштаб
Разраб.	Бажанов М.В.				У	
Провер.	Остапенко А.А.					
					Лист 4	Листов 6
					АМГУ гр. 442 об-4	

Молниезащита

Прожекторная мачта ПМЖ-16,6

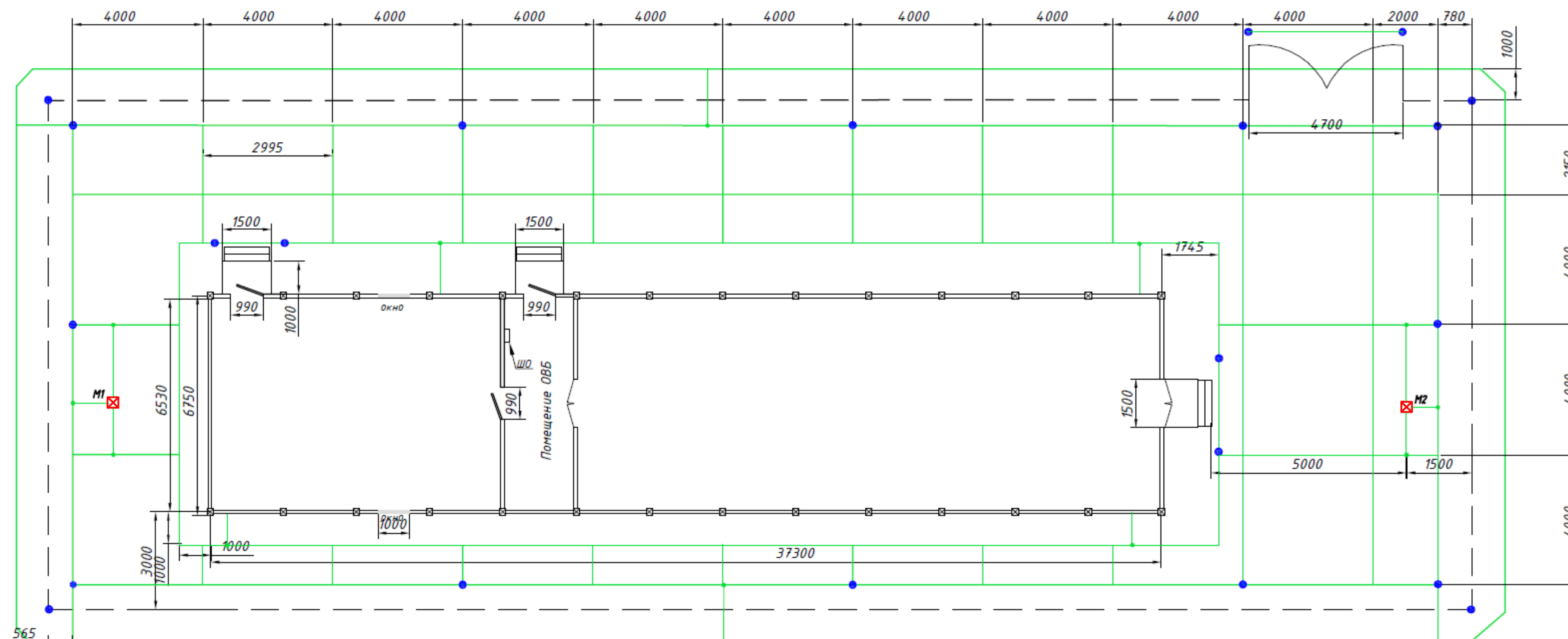


Условные обозначения

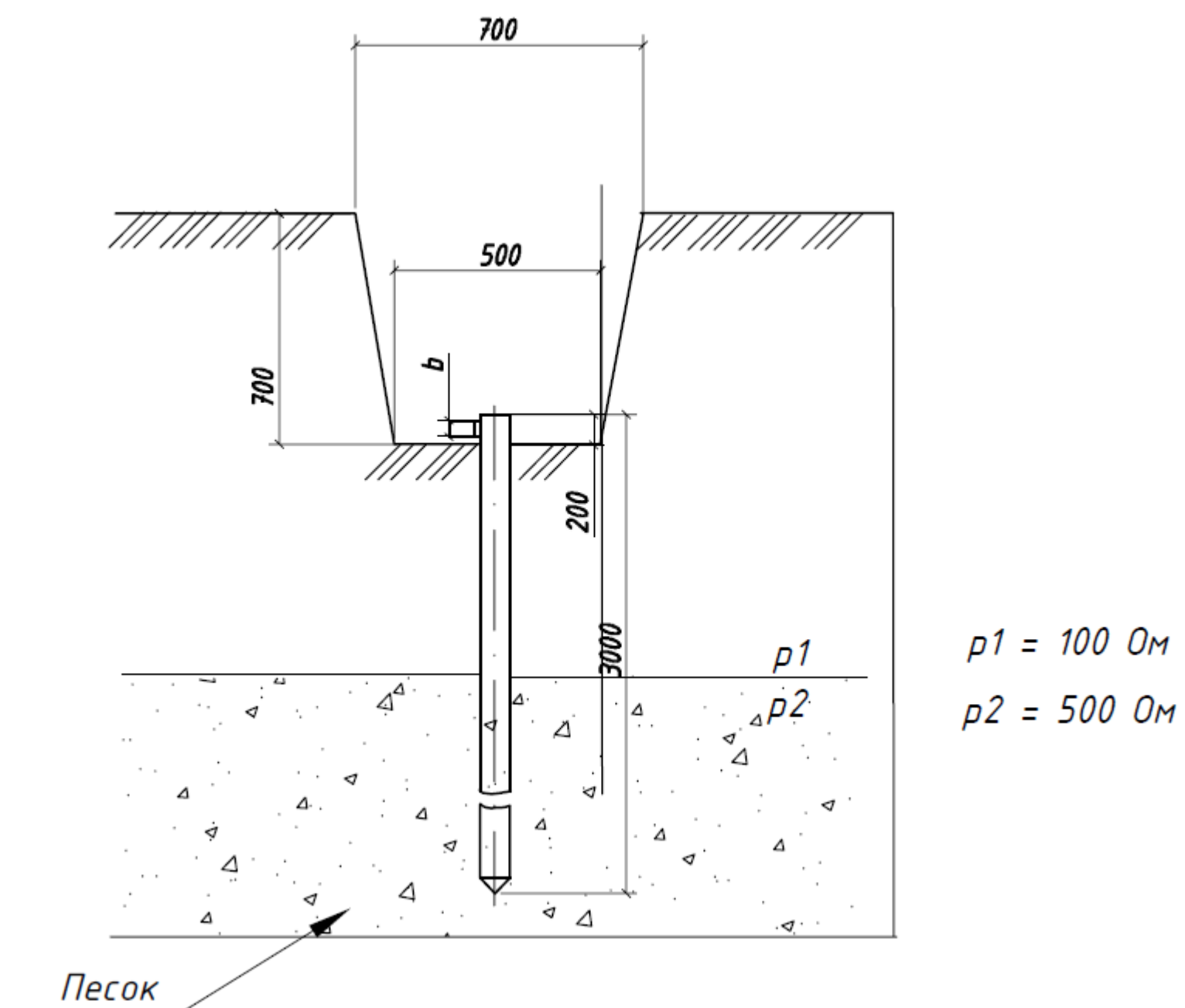
КРУ - Комплектное распределительное устройство
 ОПУ - Общеподстанционный пункт управления

- Периметральное ограждение высота 2,5 метра
- Зона защиты на уровне здания $h_x=5м$
- Зона защиты на уровне земли
- Зона защиты на уровне ограждения
- Молниеприемник
- Горизонтальный заземлитель
- Проводник для присоединения оборудования к заземляющему устройству (ЗУ)
- Вертикальный заземлитель
- Место присоединения проводника, заземляющего оборудование к ЗУ

Заземление

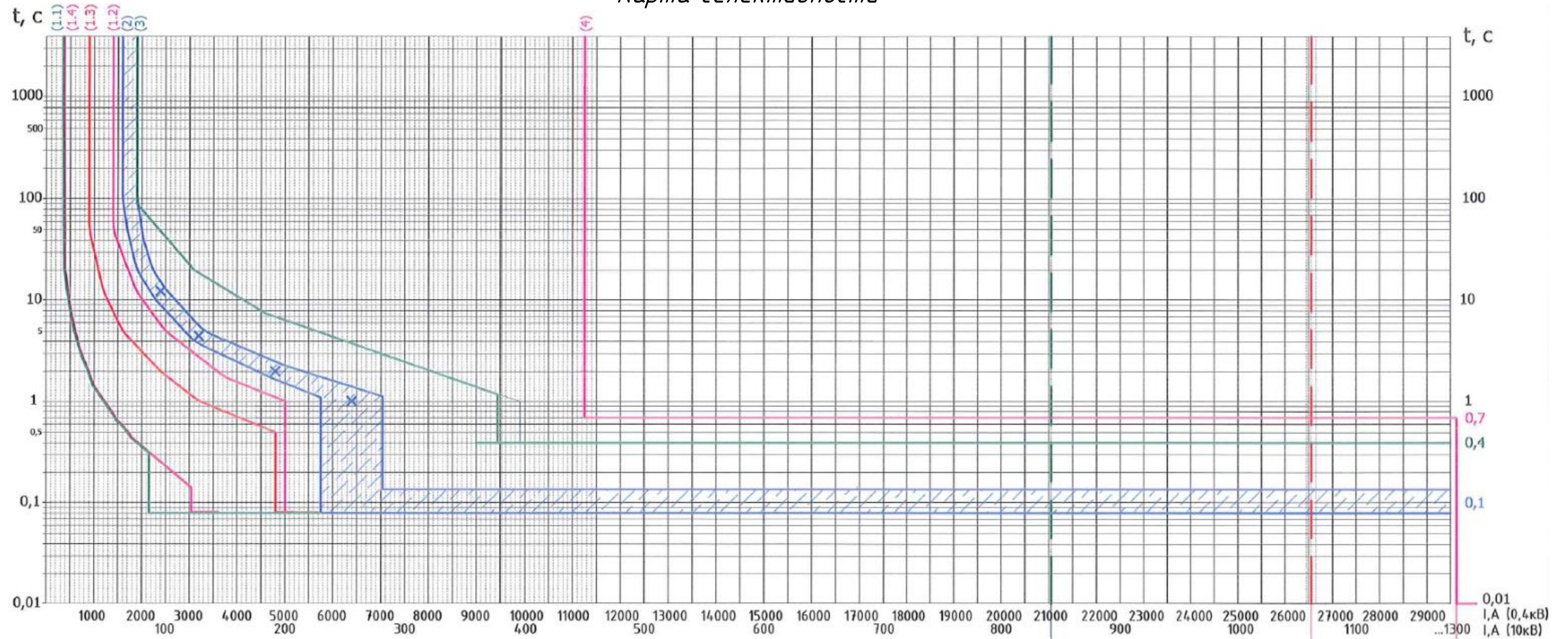


Монтаж заземления



				ВКР.14.088.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит	Масштаб
Разработ.	Бажанов М.Д.				у	
Провер.	Остапенко А.А.					
					Лист 5	Листов 6
Н. Кондр.	Ротачева А.Г.	Проектирование системы электроснабжения промышленной эксплуатационной базы на каскаде Восточный			АМГУ	
Утвержд.	Савина Н.В.				гр. 442 об-4	

Карта селективности



K1.1
 $I_{с.макс}(3)=10,121кА$
 $I_{с.мин}(3)=7,142кА$
 $X_{с.макс}=j0,599 Ом$
 $X_{с.мин}=j0,8488 Ом$

"ПС2-ГПП" ПС-220/110/10

яч.109 K1.1 яч.207 ~10кВ

MT3: $I_c=450A$, $t_c=0,7с$
 TO: $I_c=1300A$, $t_c=0с$
 $I_{ср.э}=10A$ $t_{ср.э}=20с$

MT3: $I_c=450A$, $t_c=0,7с$
 TO: $I_c=1300A$, $t_c=0с$
 $I_{ср.э}=10A$ $t_{ср.э}=20с$

ПВКП2-10 1(3x120/16)
 $L=0,570 км$
 $0,0872+j0,1049 Ом$

ПВКП2-10 1(3x120/16)
 $L=0,570 км$
 $0,0872+j0,1049 Ом$

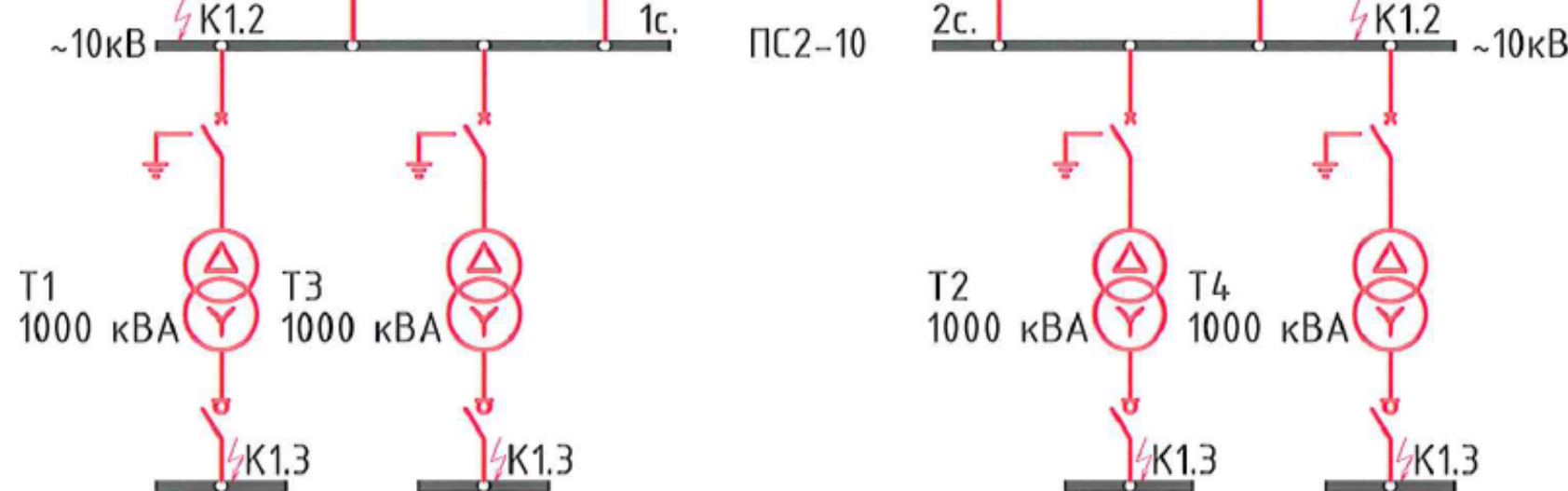
1,2 секции. Мин режим
 Ток КЗ на 0,4 кВ,
 Приведенный к 10 кВ
 $I_{кз10кВ}=84,2 А$

1,2 секции. Макс режим
 Ток КЗ на 0,4 кВ,
 Приведенный к 10 кВ
 $I_{кз10кВ}=106,2 А$

Кривые срабатывания

- 1.1 – Выключатель отходящей линии КППВ ввод1
- 1.2 – Выключатель отходящей линии РМЗ
- 1.3 – Выключатель отходящей линии склад МТО и АБК с ГО
- 1.4 – Выключатель отходящей линии КУ1, КУ2, КУ3, КУ4
- 2 – Вводной выключатель
- 3 – Характеристика защиты трансформатора Trihal 1000/10
- 4 – ПС2-ГПП ячейки 109 и 207 (уставки, приведенные к 10 кВ)

1 секция
 VIP300 LL, диапазон x1.
 $I_s=63A$.Кривая E1. $t_{>}=0,4с$
 $Kч=842/63=13,4>1,5$
 $I_{>}=6xI_s=378A$. $t_{>}=0,4$
 $Kч=842/378=2,2>1,2$



2 секция
 VIP300 LL, диапазон x1.
 $I_s=63A$.Кривая E1. $t_{>}=0,4с$
 $Kч=842/63=13,4>1,5$
 $I_{>}=6xI_s=378A$. $t_{>}=0,4$
 $Kч=842/378=2,2>1,2$

ВКР.14.088.130302.Сх				Лит	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	у	
Разраб	Бажалов М.В.					
Провер	Остапенко А.А.					
Карта селективности релейных защит ПС2-10				Лист 6	Листов 6	
Н. Кант					АМГУ	
Утвержд					гр. 442 об-4	