

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

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы внутреннего электроснабжения стартового комплекса космодрома Восточный

Исполнитель

студент группы 342збс2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.В. Обуховский

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачёва

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ 2016г.  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента: Обуховского Евгения Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы внутреннего электроснабжения стартового комплекса космодрома Восточный
2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): \_\_\_\_\_
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): \_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.д.) \_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество, должность, ученная степень, ученное звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит страницы, рисунков, таблиц, формулы, источников, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ,  
ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ,  
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ,  
МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА

В данной работе проекте разработан вариант электроснабжения стартового комплекса космического центра «Восточный». Выполнено обоснование конструкции распределительного пункта и ТП. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования. Произведен выбор сечения кабельных линий. Выбрана микропроцессорная защита КЛ. Произведен расчет надежности системы. Рассчитано заземляющее устройство ЦРП. Проведены расчеты в области охраны окружающей среды, определены основные мероприятия по безопасности жизнедеятельности при строительстве и эксплуатации электроустановок.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Перечень условных сокращений.....	7
1 Характеристика района.....	8
1.1 Характеристика проектируемого объекта .....	8
1.2 Климатическая характеристика района .....	10
2 Расчет электрических нагрузок.....	12
3 Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций.....	14
4 Компенсация реактивной мощности.....	18
4.1 Пересчет нагрузок ТП с учетом УКМ.....	20
5. Выбор места расположения ЦЭН.....	21
6. Выбор сечений распределительной сети 10 кВ.....	24
6.1 Пересчет нагрузок ТП.....	25
6.2 Выбор сечения кабелей.....	27
6.3 Проверка кабелей на термическую стойкость.....	30
7 Расчет токов короткого замыкания.....	33
8 Выбор оборудования.....	39
8.1 Выбор и проверка оборудования на распределительном пункте...39	
8.1.1 Выбор КРУ.....	39
8.1.2 Выбор выключателей.....	39
8.1.3 Выбор трансформаторов тока.....	41
8.1.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	43
8.1.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения.....	45
8.2 Выбор и проверка оборудования ТП.....	46
8.2.1 Выбор выключателей нагрузки.....	46
8.2.2 Выбор предохранителей.....	48
9 Релейная защита и автоматика.....	50
9.1 Ввод 10 кВ.....	50
9.2 АВР.....	51
9.3 Секционный выключатель 10 кВ.....	52

9.4 Трансформатор напряжения.....	52
9.5 РЗ линий.....	52
9.6 Защита от дуговых замыканий.....	57
10 Выбор и проверка заземления и молниезащиты ЦРП.....	60
11 Оценка надежности системы электроснабжения.....	67
12 Организационные работы по экономии энергоресурсов.....	76
13 Безопасность и экологичность проекта.....	88
13.1 Безопасность.....	88
13.2 Экологичность.....	90
13.3 Чрезвычайные ситуации.....	91
13.3.1 Пожарная безопасность.....	91
Заключение.....	94
Библиографический список.....	95
Приложение А. Расчет нагрузок 0,4 кВ.....	97

## ВВЕДЕНИЕ

Данная ВКР рассматривает проектирование внутреннего электроснабжения с целью соответствия их современным требованиям надежности электроснабжения и качества электрической энергии.

Актуальность данной ВКР заключается в том что: для развития Амурской области ввод в работу комплекса приведет к развитию инфраструктуры, повысит уровень жизни населения, приведет к притоку капитала и отчислению средств в местный бюджет.

Целью ВКР является разработка системы электроснабжения стартового комплекса космического центра «Восточный». К основным задачам следует отнести: расчёт электрических нагрузок комплекса, выбор ТП, решение вопросов компенсации реактивной мощности в ТП, выбор электрооборудования ЦРП, расчет релейной защиты трансформаторов, молниезащиты ЦРП и защитного заземления, и разработку мероприятий по экологичности, безопасности и защите окружающей среды.

При проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия предусмотрены гибкость системы и оптимизация параметров путём выбора номинальных напряжений, условий присоединения к энергосистеме, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, выбора более современных типов электрооборудования и аппаратуры, схем распределительных электрических сетей, средств компенсации реактивной мощности.

Большое внимание в проекте уделено вопросам, необходимой надежности электроснабжения, обеспечения качества электроэнергии СК, быстродействия и селективности устройств релейной защиты и оперативной автоматики, принятию технических решений по размещению и компоновке подстанций в соответствии с требованиями ПУЭ, ПТБ, ТБ.

При проектировании использовались ПЭВМ и следующие лицензионные программы: MS Office; MS Visio; MS Exel; Mathcad.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- ВН – высокое напряжение
- НН – низкое напряжение
- ЦЭН – центр электрической нагрузки
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция
- ЦРП – центральный распределительный пункт
- ВТП – внутренняя трансформаторная подстанция
- СК – стартовый комплекс
- КЦ – космический центр

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

## 1.1 Характеристика проектируемого объекта

Стартовый комплекс — составная часть и основной технологический объект космодрома, представляющий собой специально оборудованную территорию, оснащенную технологическими и общетехническими системами. Весь этот многочисленный и уникальный комплекс оборудования обеспечивает транспортировку, установку в стартовое устройство ракеты-носителя с космическим аппаратом, заправку компонентами топлива и сжатыми газами, предстартовые проверки, подготовку к пуску и пуск ракетно-космического комплекса.

Стартовый комплекс, включает в себя пристартовые хранилища ракет-носителей и космических аппаратов, транспортно-установочные агрегаты (или стационарные установщики), стартовые сооружения с пусковыми устройствами, системы заправки компонентами ракетных топлив, средства газоснабжения, аварийного спасения обслуживающего персонала и членов экипажей. Кроме того, стартовый комплекс оснащен вспомогательными сооружениями и системами: холодильными центрами, автономными электростанциями, узлами связи, системами телевидения и киносъемки, автомобильными и железными дорогами и т.д.

Мозговым центром каждого стартового комплекса является командный пункт. Там обрабатывается вся собранная информация о состоянии и готовности всех технологических и общетехнических систем старта, бортовой аппаратуры и агрегатов ракеты-носителя и космического аппарата, кондиционности и количестве компонентов ракетных топлив, газов и спецжидкостей, а также информация о готовности всех служб космодрома (метео- и топогеодезического обеспечения, аварийно-спасательных и поисковых команд, групп тылового обеспечения, эвакуации и т.д.) к предстоящим работам. Здесь же размещается контрольно-проверочная и



испытательная аппаратура предстартовой подготовки космического комплекса.

На основании результатов обработки постоянно поступающей телеметрической информации (до нескольких тысяч параметров в секунду при комплексных испытаниях) принимаются решения и выдаются команды на продолжение работ по технологическому графику пуска комплекса или его корректировке.

Командный пункт обычно представляет собой двухэтажное здание, начиненное электроникой и десятками километров кабеля. Отсюда ведется управление всей предстартовой подготовкой к пуску и выдается команда на запуск ракет-носителей и космических аппаратов.

Необходимо особо подчеркнуть, что каждое из сооружений технического или стартового комплекса можно приравнять к промышленному предприятию средних размеров. Например, система заправки жидким кислородом ракеты-носителя "Союз-2" включает в себя:

- систему приема и хранения жидкого кислорода вместимостью несколько тысяч тонн;
- систему переохлаждения и термостатирования жидкого кислорода, обеспечивающую охлаждение окислителя на 6...8 °С ниже точки кипения и поддерживающую заданную температуру с точностью до 0,5...1 °С;
- систему заправки жидким кислородом, обеспечивающую подачу компонента со скоростью 6...8 тонн в минуту;
- систему вакуумирования теплоизоляции криогенных емкостей и трубопроводов до 10"~6 мм рт. ст.;
- систему автоматического непрерывного контроля газовой среды;
- систему автоматического пожаро- и взрывопредупреждения;
- автоматизированную систему управления всеми технологическими операциями;
- систему контроля кондиционности хранящегося и заправляемого кислорода и т.д.

Таким образом, стартовый комплекс можно сравнить с крупным промышленным комбинатом, включающим в десятки крупных заводов (цехов). И уж если дальше продолжать это сравнение, то основная "продукция" такого комбината — безаварийный пуск космического комплекса в точно заданное время. Для такого пуска необходимым фактором является бесперебойное электроснабжение всех зданий и сооружений.

Стартовый комплекс является потребителем первой категории. И незначительные перебои в электроснабжении могут привести как к переносу пуска на неопределенное время, повлекшее за собой большие убытки, так и к авариям.

Распределительная сеть должна обеспечивать требуемую надежность электроснабжения нагрузок. Перебои в электроснабжении могут привести как к переносу пуска на неопределенное время и вывод из строя оборудования повлекшее за собой большие убытки, так и повлечь за собой аварии, разрушения и нанести ущерб здоровью людей. При проектировании электрической сети необходимо выбирать наиболее целесообразные мероприятия по обеспечению ее достаточной надежности.

## **1.2 Климатическая характеристика района**

На основании материалов изысканий N 6921-201-02-т1, выполненных СибЭСП в 1991 году можно отметить следующее:

- сейсмичность района строительства не более шести баллов согласно СНИП-П-7-81;
- нормативная скорость ветра на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 29 м/сек;
- район гололёдности – два, толщина стенки гололёда на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 10 мм;
- скорость ветра при гололёде – 14 м/сек;
- температура воздуха при гололёде – минус 10 °С;
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 39 °С;
- вес снегового покрова – 70 кг·с/м<sup>2</sup>;

- нормативная глубина промерзания для глин и суглинков – 234 см,  
для песка и супесей – 284 см;

- предприятий, загрязняющих атмосферу нет.

На площадке строительства литологический разрез (сверху-вниз) представлен следующими грунтами:

- почвенно-растительный слой мощностью 0,2 м;
- суглинки маловлажные, полутвердые мощностью (1,2-1,7) м;
- пески разнозернистые от пылеватых до средней крупности, средней плотности до вскрытой глубины 7 м.

Подземные воды до глубины 7 м на площадке не вскрыты. Суглинки, пески мелкие и пылеватые при промерзании слабопучинистые, а пески средней крупности практически непучинистые.

## 2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Промышленные предприятия потребляют около двух третей вырабатываемой в стране энергии. Основными элементами систем электроснабжения промышленных предприятий являются электрические сети, а также различные трансформаторные и преобразовательные подстанции. Выбор этих элементов производится по расчетным электрическим нагрузкам. Занижение расчетных нагрузок приведет к перегревам элементов систем электроснабжения и ускоренному их износу, завышение расчетных нагрузок приводит к излишним капиталовложениям и затратам на системы электроснабжения. Из сказанного ясно, какое важное значение имеют разработка и внедрение в практику проектирования систем электроснабжения научно обоснованных и достаточно точных методов расчета электрических нагрузок.

Расчет электрических нагрузок основывается на опытных данных и обобщениях, выполненных с применением методов математической статистики и теории вероятности.

Расчет начинают с определения номинальной мощности каждого электроприемника независимо от технологического процесса, средней мощности (мощности, затраченной в течение наиболее загруженной смены) и максимальной расчетной мощности участка, цеха, завода.

Исходные данные для расчета нагрузок 0,4 кВ приведены в таблице 3.1.

При отсутствии данных о количестве электроприемников допускается определять нагрузку по методу коэффициента спроса  $K_c$ . Метод коэффициента спроса наиболее прост, широко распространен. Он заключается в использовании выражения:

$$K_c = \frac{P_{\max}}{P_y}, \quad (1)$$

По известной (задаваемой) величине  $P_y$  и табличным значениям  $K_c$  находим:

$$P_p = P_{\max} = K_c \cdot P_y$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad , \quad (2)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - средневзвешенный коэффициент мощности нагрузки цеха, участка и т.д.

Фактические величины  $\cos \varphi$  и  $K_c$  берем из проекта .

Пример расчета работы испарителя запитанного от ВТП 4:

$$P_p = 0,8 \cdot 160 = 128 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 128 \cdot 0 = 0 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{128^2 + 0^2} = 128 \text{ кВА}.$$

Расчет нагрузок 0,4 кВ производим по методу коэффициента спроса. Результаты расчета нагрузок ВТП 4 сводим в таблицу 1.

Расчет нагрузок 0,4 кВ по всем ТП стартового комплекса представлены в приложении А

Таблица 1 – Результат расчета нагрузки 0,4 кВ питающихся от ВТП 4

Название цеха	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_c$	$\cos \varphi$	$\operatorname{Tg} \varphi$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
Испаритель	160,00	0,80	1,00	0,00	128,00	0,00	128,00
Насосный агрегат	30,00	1,00	0,90	0,48	30,00	14,53	33,33
Оборудование ТХ	104,93	0,50	0,95	0,33	52,47	17,24	55,23
Потребитель 1А	57,80	0,83	0,90	0,48	47,97	23,23	53,30
Вентиляция	174,25	0,60	0,90	0,48	104,55	50,64	116,17
Водоснабжение	11,90	0,70	0,98	0,20	8,33	1,69	8,50
Отопление	3,00	0,70	1,00	0,00	2,10	0,00	2,10
Автоматика связь,	6,90	1,00	0,95	0,33	6,90	2,27	7,26
Рабочее освещение	15,91	0,70	0,90	0,48	11,14	5,39	12,37
Аварийное освещение	15,60	1,00	0,90	0,48	15,60	7,56	17,33
Бытовая сеть	7,05	0,60	0,95	0,33	4,23	1,39	4,45
Т14	141,20	0,78	0,90	0,48	110,14	53,34	122,37
Освещение навеса	1,25	1,00	0,85	0,62	1,25	0,77	1,47
Дымоудаление	22,00	0,00	0,90	0,48	0,00	0,00	0,00
Компьютеры	15,40	0,70	0,85	0,62	10,78	6,68	12,68
Кондиционирование	3,89	0,80	0,90	0,48	3,11	1,51	3,46

### 3. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Активная расчетная нагрузка линии на шинах 0,4 кВ ТП при смешанном питании потребителей различного назначения,  $P_{P.L.}$ , кВт, определяется по формуле:

$$P_{P.ТП.} = P_{зд.МАКС} + \sum K_{yi} \times P_{зд.i} \quad (3)$$

где  $P_{МАКС}$  – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зд}$  - расчетные нагрузки других потребителей, питаемых по линии, кВт;

$K_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок [9].

Расчетная реактивная нагрузка линии при смешанном питании потребителей различного назначения ( $Q_p$ ), кВАр, определяется по формуле:

$$Q_{P.ТП.} = Q_{зд.МАКС} + \sum K_{yi} \times Q_{зд.i} \quad (4)$$

где  $Q_{МАКС.}$  – наибольшая реактивная нагрузка зданий, питаемых от шин ТП, квар;

$Q_{p.i}$  – расчетная реактивная нагрузка всех остальных зданий, квар

Полная нагрузка подстанции, кВт·А, определяется по формуле:

$$S_{P.ТП} = \sqrt{P_{P.ТП}^2 + Q_{P.ТП}^2} \quad (5)$$

Коэффициент мощности ТП определяется по формуле:

$$\cos\varphi = \frac{P_{P.ТП}}{S_{P.ТП}} \quad (6)$$

Коэффициент загрузки трансформаторов

$$K_3 = \frac{S_{P.ТП}}{\sum S_{Н.ТР}} \quad (7)$$

где  $\sum S_{Н.ТР}$  - суммарная номинальная мощность трансформаторов, установленных на ТП, кВт·А

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{opt}} \quad (8)$$

где  $S_{ТП}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

$n_T$  - число трансформаторов;

$K_3^{opt}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора трансформатора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном или ремонтном режиме.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (9)$$

Если коэффициент загрузки трансформатора после проверки оказался ощутимо ниже оптимального значения, то целесообразно выбрать трансформатор меньшей мощности, и перепроверить.

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется:

$$K_{3\ n/a} = \frac{S_{ТП}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (10)$$

Выбор числа и мощности трансформаторов рассматривается на примере расчета трансформаторов на ВТП 4

$$P_{P,ТП} = 128 + 0,8(30 + 52,47 + 47,97 + 104,55 + 8,33 + 2,1 + 6,9 + 11,14 + 15,6 + 4,23 + 110,14 + 1,25 + 0 + 10,78 + 3,11) = 454,85 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P,ТП} = (14,53 + 17,24 + 23,23 + 1,69 + 0 + 2,27 + 5,39 + 7,56 + 1,39 + 53,34 + 0,77 + 0 + 6,68 + 1,51) + 50,64 = 159,67 \text{ (квар)}$$

$$S_{ТП} = \sqrt{454,85^2 + 15967^2} = 482,06 \text{ (кВА)}$$

$$\cos\varphi = \frac{454,85}{482,06} = 0,94$$

Выбираются трансформаторы ТСЗ 2х400.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{482,06}{2 \times 630} = 0,60$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3.AB} = \frac{482,06}{400} = 1,2$$

Так как  $K_{3.n/a} \leq 1,2$ , на ВТП 1-1 к установке принимаются два трансформатора марки ТСЗ-400/10. Аналогично выберем трансформаторы для остальных ТП. Результаты сведем в таблицу 2

Таблица 2 – Результаты выбора мощности трансформаторов

№ ТП	Расчетная нагрузка $S_{ТП}$ , кВА	Число трансформаторов	Мощность трансформатора $S_{PT}$ ,кВА	Номинальная мощность трансформатора	$K_3$	$K_{3.n/a}$
ВТП 1-1	961,28	2	801,07	1000	0,48	0,96
ВТП 1-2	1033,04	2	860,86	1000	0,52	1,03
ВТП-1-3	1490,53	2	1242,11	1600	0,47	0,93
ВТП 3	1446,46	2	1205,38	1600	0,45	0,90
ВТП 4	482,06	2	401,72	400	0,60	1,20
ВТП 5	969,93	2	808,28	1000	0,48	0,97
ВТП 6	1130,91	2	942,43	1000	0,57	1,13
ВТП 7	676,77	2	563,98	630	0,54	1,07
ВТП 10	1124,03	2	936,69	1000	0,56	1,12
ВТП 17	372,53	2	310,44	400	0,47	0,93
КТПН 24а	795,12	2	611,63	630	0,60	1,20
КТПН 24б	562,06	2	432,36	400	0,70	1,40
КТПН 24в	228,87	2	176,06	160	0,70	1,40
КТПН 24г	514,41	2	395,70	400	0,64	1,29
КТПН 24д	406,91	2	313,01	400	0,51	1,02

По результатам выбора трансформаторов видно, что все трансформаторы в нормальном и послеаварийном режиме загружены оптимально.

В результате расчета видно, что по условиям работы в аварийном режиме выбранные трансформаторы соответствуют условию проверки. Параметры выбранных трансформаторов в таблице 3.



Таблица 3 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

№ ТП	Марка	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_x$ , %
КТПН 24В	ТМГ - 160/10	0,41	2,6	4,5	1,5
КТПН 24б, КТПН 24г, КТПН 24д	ТМГ - 400/10	0,8	5,5	4,5	0,8
КТПН 24а	ТМГ - 630/10	1,24	7,6	5,5	0,6
ВТП 4, ВТП 17	ТСЗ - 400/10	1,2	4,2	5,5	1,8
ВТП 7	ТСЗ - 630/10	1,8	6	5,5	1,6
ВТП 1-1, ВТП 1-2, ВТП 5, ВТП 6, ВТП 10	ТСЗ - 1000/10	2,4	9	5,5	1,4
ВТП 1-3, ВТП 3	ТСЗ - 1600/10	3,1	13	5,5	1,2

#### 4 КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ТП

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

Компенсация реактивной мощности является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности работы электрооборудования.

При выборе числа и мощности трансформаторов на ТП одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ.

Определение фактического  $tq \varphi_{\phi}$  определяется в соответствии с рассчитанной нагрузкой из выражения (6). Данные приводятся в табл. 4.

$$tg \varphi_{\phi} = \frac{Q_{\phi}}{P_{\phi}} \quad (10)$$

Таблица 4 – Данные для расчета компенсации реактивной мощности на ТП

№ ТП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$tq \varphi_{\phi}$
ВТП 1-1	840,40	449,80	0,54
ВТП 1-2	911,47	472,35	0,52
ВТП-1-3	1416,00	465,42	0,33
ВТП 3	1266,96	692,43	0,55
ВТП 4	454,85	159,67	0,35
ВТП 5	868,25	419,83	0,48
ВТП 6	948,70	598,48	0,63
ВТП 7	604,15	303,08	0,50
ВТП 10	956,17	590,75	0,62
ВТП 17	338,31	150,69	0,45
КТПН 24а	733,48	302,71	0,41
КТПН 24б	452,02	301,43	0,67
КТПН 24в	128,13	182,05	1,42
КТПН 24г	476,98	191,12	0,40
КТПН 24д	302,40	270,57	0,89

Согласно приказу №380 Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 допустимая величина для шин 0,4 кВ - 0,35.

По данным табл. 4.1 следует, что расчет компенсации реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств необходимо осуществлять для большинства ТП, кроме ВТП 1-3 и ВТП 4, где  $tq\varphi$  близок к нормативному, равному 0,35. Мощность компенсирующих устройств рассчитывается по формуле:

$$Q_{ky} = P_p (tq\varphi_{\phi} - tq\varphi_{\varepsilon}), \quad (11)$$

где  $tq\varphi_{\phi}$  и  $tq\varphi_{\varepsilon}$  – соответственно фактическое и нормативное значение реактивного коэффициента мощности.

На основании выражения (11) определяется мощность конденсаторных батарей (НБК), расчетные данные и типы выбранных НБК приведены в табл.5.

Таблица 5– Выбор НБК

№ ТП	$P_p$ , кВт	$tq\varphi$	$Q_{ky}$ , квар	Количество и тип НБК
ВТП 1-1	840,40	0,54	155,66	2х УККРМ-5-100-20 УХЛ4
ВТП 1-2	911,47	0,52	153,33	2х УККРМ-5-100-20 УХЛ4
ВТП-1-3	1416,00	0,33	-30,18	-
ВТП 3	1266,96	0,55	248,99	2х УККРМ-5-125-25 УХЛ4
ВТП 4	536,56	0,35	-1,55	-
ВТП 5	868,25	0,48	115,94	2х УККРМ-5-60-10 УХЛ4
ВТП 6	948,70	0,63	266,44	2х УККРМ-5-150-25 УХЛ4
ВТП 7	604,15	0,50	91,63	2х УККРМ-5-45-10 УХЛ4
ВТП 10	956,17	0,62	256,09	2х УККРМ-5-150-25 УХЛ4
ВТП 17	338,31	0,45	32,28	2х УККРМ-5-50-10 УХЛ4
КТПН 24а	733,48	0,41	46,00	2х УКМ58-0,4-30-10 У3
КТПН 24б	452,02	0,67	143,23	2х УКМ58-0,4-100-33,3 У3
КТПН 24в	128,13	1,42	137,21	2х УКМ58-0,4-60-20 У3
КТПН 24г	476,98	0,40	24,17	2х УКМ58-0,4-20-10 У3
КТПН 24д	302,40	0,89	164,73	2хУКМ58-0,4-100-33,3 У3

По  $Q_{ky}$  выбираются комплектные конденсаторные установки с автоматическим регулированием напряжения типов УКМ. Так как трансформаторные подстанции, на которых требуется компенсация

реактивной мощности – двухтрансформаторные, то на каждую ТП устанавливаются по две НБК (по одной на каждый трансформатор).

#### 4.1 Пересчет нагрузок ТП с учетом УКМ.

Произведем пересчет нагрузок ТП с учетом УКМ.

Расчитаем реактивную мощность после компенсации.

$$Q_{\text{комп}} = Q_p - Q_{\text{укм}}, \quad (12)$$

где  $Q_{\text{укм}}$  – Суммарная мощность НБК ТП

реактивная мощность ВТП 1-1:

$$Q_{\text{комп}} = 449,8 - 2 \times 100 = 249,8 \text{ (квар)}.$$

Остальной расчет производим в соответствии с алгоритмом указанным в разделе 3 данного проекта. Результаты сведем в таблицу 6

Таблица 6 – Нагрузки ТП с учетом УКМ

№ ТП	$P_p$ , кВт	$Q_{\text{комп}}$ , квар	$S_{\text{ТП}}$ , кВА	$K_3$	$K_{3 \text{ н/а}}$	$\text{Cos } \varphi$
ВТП 1-1	840,40	249,80	876,74	0,44	0,88	0,96
ВТП 1-2	911,47	272,35	951,29	0,48	0,95	0,96
ВТП-1-3	1416,00	465,42	1490,53	0,47	0,93	0,95
ВТП 3	1266,96	442,43	1341,99	0,42	0,84	0,94
ВТП 4	454,85	159,67	482,06	0,60	1,21	0,94
ВТП 5	868,25	299,83	918,56	0,46	0,92	0,95
ВТП 6	948,70	298,48	994,55	0,50	0,99	0,95
ВТП 7	604,15	213,08	640,62	0,51	1,02	0,94
ВТП 10	956,17	290,75	999,40	0,50	1,00	0,96
ВТП 17	338,31	50,69	342,09	0,43	0,86	0,99
КТПН 24а	733,48	242,71	772,59	0,61	1,23	0,95
КТПН 24б	452,02	101,43	463,26	0,58	1,16	0,98
КТПН 24в	128,13	62,05	142,36	0,44	0,89	0,90
КТПН 24г	476,98	151,12	500,35	0,63	1,25	0,95
КТПН 24д	302,40	70,57	310,53	0,39	0,78	0,97

Из произведенного расчета мы видим что трансформаторы загружены оптимально и выбраны правильно.

## 5 ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ЦРП

Для выбора места расположения ЦРП производится расчет центра электрических нагрузок (ЦЭН), с построением картограммы нагрузок, которая представляет собой размещение на генеральном плане предприятия окружностей.

Для выбора места расположения ЦРП следует найти ЦЭН, который будет характеризовать центр наибольшей нагрузки предприятия. Определение центра ведется следующим образом.

Определяется условный центр электрических нагрузок:

$$X_0 = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}, \quad (13)$$

где  $P_i$  – расчетная активная мощность электроприемника;

$X_i$  – координата электроприемника по оси абсцисс.

$$Y_0 = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i}, \quad (14)$$

где  $Y_i$  – координата электроприемника по оси ординат

Среднеквадратическое отклонение:

$$\sigma_{qx} = \sqrt{\frac{\sum (X_{0i}(t) - q_x)^2}{24}}, \quad (15)$$

$$\sigma_{qy} = \sqrt{\frac{\sum (Y_{0i}(t) - q_y)^2}{24}}, \quad (16)$$

Угол поворота осей эллипса:

$$\alpha = \frac{\operatorname{arctg} \left( \frac{2K\sigma_{qx}\sigma_{qy}}{\sigma_{qx}^2 - \sigma_{qy}^2} \right)}{2}, \quad (17)$$

Полуоси эллипса рассеяния центров:

$$X = \sqrt{6(\sigma_{qx}^2 \cos^2 \alpha + k\sigma_{qx}\sigma_{qy}^2 \sin 2\alpha + \sigma_{qy}^2 \sin^2 \alpha)}, \quad (18)$$

$$Y = \sqrt{6(\sigma_{qx}^2 \sin^2 \alpha + k\sigma_{qx}\sigma_{qy}^2 \sin 2\alpha + \sigma_{qy}^2 \cos^2 \alpha)}, \quad (19)$$

где  $k$  – коэффициент корреляции

$$K = \frac{\sum_{i=1}^{24} (X_{oi}(t) - q_x)(Y_{oi}(t) - q_y)}{\sigma_{qx}\sigma_{qy}}, \quad (20)$$

В качестве примера по формулам, приведенным выше, рассчитывается центр электрической нагрузки для ЦРП:

$$X_a = \frac{840,4 \cdot 48 + 911,47 \cdot 48 + 1416 \cdot 48 + 1266,96 \cdot 9 + 454,85 \cdot 7 + 868,25 \cdot 61 + 948,7 \cdot 9 + 604,15 \cdot 32 + 956,17 \cdot 37 + 338,31 \cdot 34 + 733,48 \cdot 98 + 452,02 \cdot 30 + 128,13 \cdot 65 + 604,15 + 956,17 + 338,31 + 733,48 + 452,02 + 128,13 + 476,98 + 476,98 \cdot 69 + 302,4 \cdot 110}{840,4 + 911,47 + 1416 + 1266,96 + 454,85 + 868,25 + 948,7 + 604,15 + 956,17 + 338,31 + 733,48 + 452,02 + 128,13 + 476,98 + 302,4} = 42,5 \text{ м}$$

$$Y_a = \frac{840,4 \cdot 180 + 911,47 \cdot 180 + 1416 \cdot 180 + 1266,96 \cdot 111 + 454,85 \cdot 162 + 868,25 \cdot 160 + 948,7 \cdot 137 + 604,15 \cdot 135 + 956,17 \cdot 151 + 338,31 \cdot 126 + 733,48 \cdot 25 + 452,02 \cdot 184 + 604,15 + 956,17 + 338,31 + 733,48 + 452,02 + 128,13 + 476,98 \cdot 127 + 302,4 \cdot 81}{840,4 + 911,47 + 1416 + 1266,96 + 454,85 + 868,25 + 948,7 + 604,15 + 956,17 + 338,31 + 733,48 + 452,02 + 128,13 + 476,98 + 302,4} = 143,2 \text{ м}$$

Таким образом, место установки ЦРП будет располагаться на пересечении координат по оси  $X = 42,5$  м, по оси  $Y = 143,2$  м.

По приведенным выше формулам для автоматизации расчета проведен компьютерный расчет ЦЭН с применением пакета прикладных программ «ZAPUSK», (Приложение Б).

Результаты расчета сводятся в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчета ЦЭН

№ ТП	№ радиуса окружности	Радиус окружности, м	Координата ЦЭН по оси X, м	Координата ЦЭН по оси Y, м	Угол поворота осей эллипса, $a^{\circ}$	Полуоси эллипса по оси X, м	Полуоси эллипса по оси Y, м
ВТП 1-1	1	7,21	42,5	143,2	47,9	74,25	14,77
ВТП 1-2	2	7,21					
ВТП-1-3	3	9,44					
ВТП 3	4	9,12					
ВТП 4	5	4,35					
ВТП 5	6	5,66					
ВТП 6	7	5,78					
ВТП 7	8	4,98					
ВТП 10	9	4,13					
ВТП 17	10	4,76					
КТПН 24а	11	4,85					
КТПН 24б	12	4,01					
КТПН 24в	13	3,48					
КТПН 24г	14	4,69					
КТПН 24д	15	4,55					

## 6 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 кВ

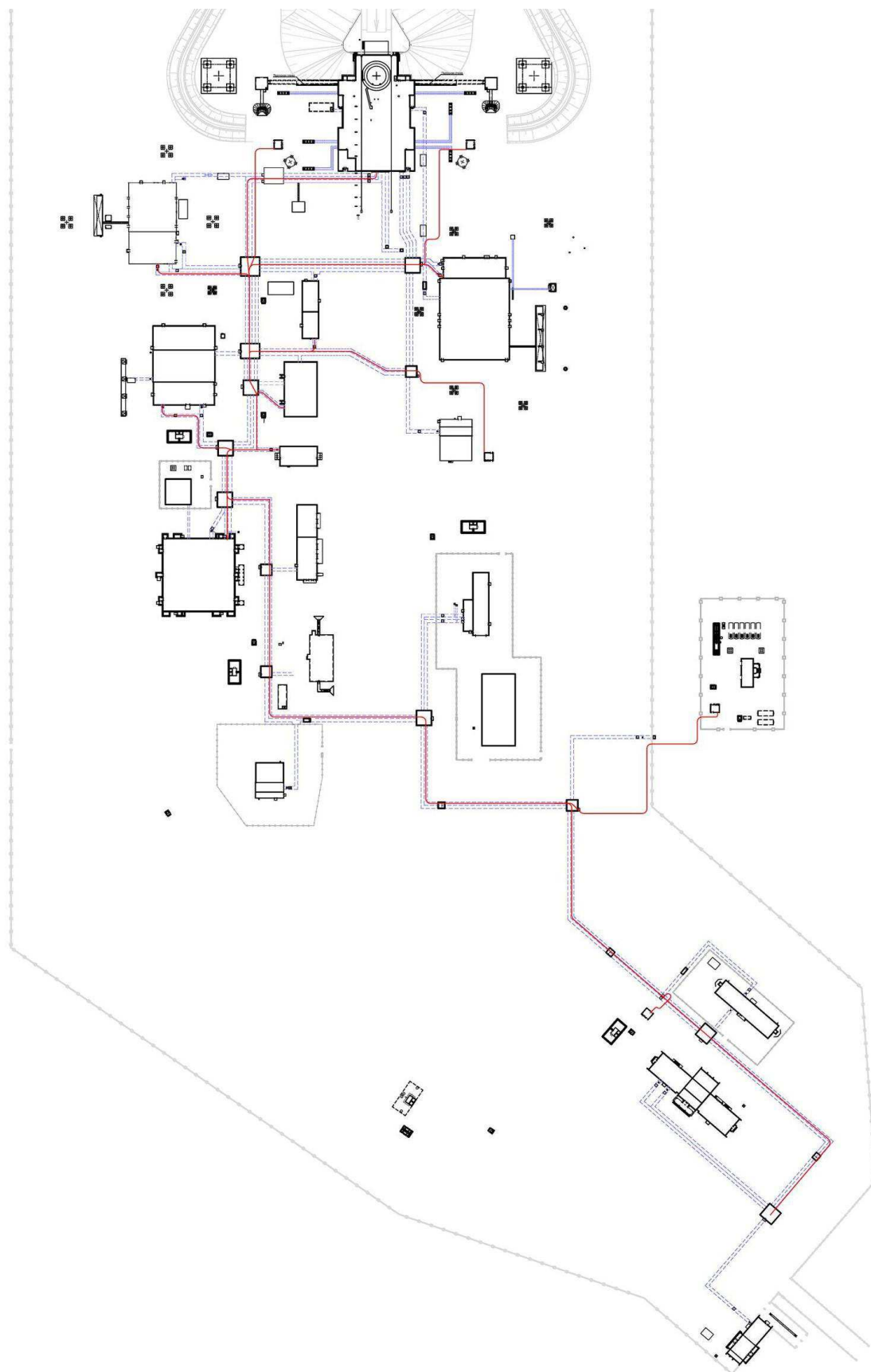


Рисунок 2. Кабельные линии СК



## 6.1 Пересчет нагрузок на ТП

Для определения нагрузки сетей 10 кВ необходимо нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП пересчитать с учётом потерь в трансформаторах ТП.

В трансформаторе различают два основных вида потерь:

- нагрузочные или потери КЗ;
- потери холостого хода.

Потери в трансформаторах, носят как активный, так и реактивный характер и определяются по формуле:

$$\Delta P_m = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (21)$$

где  $\Delta P_X$  - активные потери холостого хода, справочная величина;

$\Delta P_K$  - активные потери короткого замыкания, справочная величина.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_m = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K \quad (22)$$

где  $\Delta Q_X$  - реактивные потери холостого хода;

$\Delta Q_K$  - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_X}{100} \quad (23)$$

где  $S_{ном.т}$  - номинальная мощность трансформатора;

$I_X$  - ток холостого хода, справочная величина.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100} \quad (24)$$

где  $U_K$  - напряжение короткого замыкания.

Справочные данные трансформаторов показаны в таблице 4.2.

Рассчитаем потери в трансформаторе на ВТП 1-1,  $S_{ном.т} = 1000$  кВА

$$\Delta P_{м1} = 2,4 + 0,48^2 \cdot 9 = 4,48$$

$$\Delta Q_{X.m1} = 1000 \cdot \frac{1,4}{100} = 14$$

$$\Delta Q_{K.m1} = 1000 \cdot \frac{5,5}{100} = 55$$

$$\Delta Q_{m1} = 14 + 0,48^2 \cdot 55 = 26,71$$

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП.

Нагрузка ТП, приведенная к стороне ВН, определяется по формуле:

$$S_{ВН\ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + n \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + n \cdot \Delta Q_T)^2} \quad (25)$$

где  $n$  – количество трансформаторов ТП.

$$S_{ВН\ ТП} = \sqrt{(840,4 + 2 \cdot 4,48)^2 + (249,8 + 2 \cdot 26,71)^2} = 901,85$$

Расчетный ток ТП на стороне 10 кВ, определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{ВН\ ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (26)$$

где  $I_p$  – расчетный ток цеха, А

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение сети, кВ

$$I_p = \frac{901,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 49,59 \text{ А}$$

Аналогично определим суммарную нагрузку для остальных ТП. Результат расчета сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Пересчет нагрузки на ТП

№ ТП	Определение потерь мощности в трансформаторах ТП						Нагрузка ТП, приведенная к стороне ВН		
	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_x$ , %	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , кВт	$S_{ВН ТП}$ , кВА	$I_{ТП}$ , А	$\cos \varphi$
ВТП 1-1	2,4	9	5,5	1,4	4,48	26,71	901,85	49,59	0,94
ВТП 1-2	2,4	9	5,5	1,4	4,80	28,67	978,31	53,79	0,94
ВТП 1-3	3,1	13	5,5	1,2	5,92	38,29	1527,25	83,98	0,93
ВТП 3	3,1	13	5,5	1,2	5,76	37,18	1378,97	75,82	0,93
ВТП 4	1,2	4,2	5,5	1,8	2,73	15,19	497,99	27,38	0,92
ВТП 5	2,4	9	5,5	1,4	4,52	26,94	945,90	52,01	0,93
ВТП 6	2,4	9	5,5	1,4	5,28	31,59	1025,16	56,37	0,94
ВТП 7	1,8	6	5,5	1,6	3,53	20,08	661,59	36,38	0,92
ВТП 10	2,4	9	5,5	1,4	5,24	31,37	1029,26	56,59	0,94
ВТП 17	1,2	4,2	5,5	1,8	2,11	11,97	350,57	19,28	0,98
КТПН 24а	1,24	7,6	5,5	0,6	4,27	17,58	792,34	43,57	0,94
КТПН 24б	0,8	5,5	4,5	0,8	3,51	12,09	475,92	26,17	0,96
КТПН 24в	0,41	2,6	4,5	1,5	1,74	6,08	151,09	8,31	0,87
КТПН 24г	0,8	5,5	4,5	0,8	3,07	10,64	512,97	28,21	0,94
КТПН 24д	0,8	5,5	4,5	0,8	2,22	7,86	318,75	17,53	0,96
Итого по СК							11547,93	634,97	

## 6.2 Выбор сечения кабелей электрических сетей напряжением 10 кВ

Все линии электропередачи выполняются кабельными. Кабели прокладываются по коммуникационным проходным тоннелям, сооружениям и в земляных траншеях.

Принципиальная схема электроснабжения, план трасс проектируемых кабельных линий, раскладка по тоннелям и сооружениям приведены на рисунке 6.1.

При прокладке в коммуникационных проходных тоннелях и сооружениях кабельные линии 10 кВ выполняются не поддерживающими горение трехжильными кабелями с медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвБВнг-3х70/25-10, при прокладке в земле - трехжильными кабелями с медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвКП-3х70/25-10, предназначенными для прокладки в пучинистых грунтах.

Выбор сечения по нагреву осуществляется по расчетному току, определяемому по полной расчетной мощности, передаваемой по кабелям. За

расчетную мощность  $S_p$  одиночного электроприёмника принимается его полная номинальная мощность. Расчетная мощность группы высоковольтных электроприёмников определяется по суммарной средней мощности группы электроприёмников и коэффициенту расчетной нагрузки  $K_p$ . Составим таблицу 6.2. (стр.). В ней приведём условия по которым выбираются высоковольтные кабели.

На первом этапе сечение кабеля  $S_n$ , выбирается по допустимому нагреву расчетным током по условию:  $I_{дл} \leq I_{доп}$ . В таблицах справочной литературы допустимые длительные токовые нагрузки указываются для определенной температуры окружающей среды, конкретных условий и способа прокладки.

Длительно допустимые нагрузки пересчитываем по формуле:

$$I_{доп} = I'_{доп} k_1 k_2 k_3, \text{ A.} \quad (27)$$

где:  $I_{доп}$  длительно допустимый ток одиночного кабеля.

$k_1$  - коэффициент, учитывающий температуру среды, отличную от расчетной.

$k_2$  - коэффициент, учитывающий количество кабелей в траншее, в параллельно положенных трубах или коробах.

$k_3$  - коэффициент, учитывающий особенности выбора кабелей, прокладываемых в блоках.

На втором определяем сечение кабеля  $S_э$ , выбирается по экономической плотности тока;

$$S_э = \frac{I_{дл}}{j_э}; \text{ мм}^2. \quad (28)$$

где:  $j_э$  - экономическая плотность тока, определяется в зависимости от вида изоляции, материала жил и годового числа часов использования максима

нагрузки.

На третьем этапе проверяем сечение кабеля  $S_T$ , выбирается по термической устойчивости к действию тока короткого замыкания, который рассчитывается предварительно для выбираемого сечения кабеля.

$$S_T = \frac{I_\infty \sqrt{t_{II}}}{c}; \text{ мм}^2. \quad (29)$$

где:  $I_\infty$  - установившийся значения тока короткого замыкания, А.

$t_{II}$  - приведенное время короткого замыкания, которое приближённо принимаем: равным 0,5 – 0,8 с..

$c$  – температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жилы кабеля.

На четвертом этапе, в кабеле принимаемого сечения определяется падение напряжения;

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{доп} (r_o \cos \varphi + x_o \sin \varphi) \frac{100\%}{U_n}; \% \quad (30)$$

где:  $r_o$  и  $x_o$  - активное и индуктивное удельные сопротивление линий, Ом/км.  $\cos \varphi$  и  $\sin \varphi$  - соответствуют коэффициенту мощности в конце линии.

Потери мощности в линии, кВт, определяются:

$$\Delta P_{л} = 3 \times I_{P.л.}^2 \times R_0 \times L_{лч} \times n \quad (31)$$

По результатам расчетов четырех этапов принимается кабель требуемого сечения. В случае, если большим оказывается сечение кабеля по экономической плотности тока, то выбирается кабель ближайшего, меньшего сечения от расчетного.

Начинаем расчет сечения кабелей 10 кВ на примере КЛ «ЦРП-ВТП1-1»:

$$I = \frac{901,85}{\sqrt{3} \times 10 \times 2} = 24,8 \text{ (А)}$$

Выбираем кабель сечением 70 мм<sup>2</sup>.

$$I_{П.АВ} = 2 \times 24,8 = 49,6 (A)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 24,8 \cdot \frac{(0,65 \cdot 0,265 \cdot 0,86 + 0,65 \cdot 0,086 \cdot 0,51)}{10500} \cdot 100 = 0,16(\%)$$

$$\Delta P = 3 \times 24,8^2 \times 0,0256 \times 0,65 = 317,68 (Bm)$$

Результаты остальных расчетов заносим в таблицу 9

Таблица 9 - Расчет сечения кабелей питающих ТП 10 кВ

№.	L (км)	$I_{P.Л.}$ (A)	$I_{П.АВ}$ (A)	$\Delta U$ (%)	$\Delta P$ (кВт)	$\Delta U_{ав}$ (%)	$\Delta P_{ав}$ (кВт)
ВТП 1-1	0,65	24,79	49,59	0,07	0,32	0,15	1,27
ВТП 1-2	0,65	26,90	53,79	0,08	0,37	0,16	1,50
ВТП-1-3	0,8	41,99	83,98	0,15	1,12	0,31	4,49
ВТП 3	0,25	37,91	75,82	0,07	0,29	0,14	1,14
ВТП 4	0,35	13,69	27,38	0,02	0,05	0,04	0,21
ВТП 5	0,45	26,01	52,01	0,05	0,24	0,10	0,97
ВТП 6	0,2	28,18	56,37	0,02	0,13	0,05	0,51
ВТП 7	0,2	18,19	36,38	0,02	0,05	0,03	0,21
ВТП 10	0,3	28,30	56,59	0,04	0,19	0,07	0,76
ВТП 17	0,02	9,64	19,28	0,00	0,00	0,00	0,01
КТПН 24а	1,11	21,78	43,57	0,11	0,42	0,21	1,67
КТПН 24б	0,45	13,08	26,17	0,03	0,06	0,05	0,24
КТПН 24в	0,55	4,15	8,31	0,01	0,01	0,02	0,03
КТПН 24г	0,65	14,10	28,21	0,04	0,10	0,08	0,41
КТПН 24д	1,1	8,76	17,53	0,04	0,07	0,09	0,27

Аналогично, представленному алгоритму произведем расчет кабеля «СК1 - ЦРП «СК», результаты сведем в таблицу 10

Таблица 10 - Расчет сечения кабелей питающих ЦРП.

№.	L (км)	$I_{P.Л.}$ (A)	$I_{П.АВ}$ (A)	$\Delta U$ (%)	$\Delta P$ (кВт)	$\Delta U_{ав}$ (%)	$\Delta P_{ав}$ (кВт)
ЦРП	7410	317,49	634,97	2,79	69,46	5,59	277,85

### 6.3 Проверка кабелей на термическую стойкость

Термическая стойкость проводника обеспечивается, если площадь сечения ( $S$ ) в миллиметрах в квадрате удовлетворяет неравенству:

$$S_{мин} \leq S_{э} \quad (32)$$

где  $S_{мин}$  – минимальное сечение по термической стойкости,  $мм^2$ ;  $S_{э}$  – экономическое сечение,  $мм^2$

При этом кабели небольшой длины проверяются по току при коротком замыкании в начале кабеля.

Проверка на термическую стойкость производится для проектируемых отходящих кабельных линий ПвКП (ПвБВнг)- 3x70/25-10 от РУ-10 ЦРП. Данный вид проверки проводится при максимальных значениях токов короткого замыкания. Расчет КЗ приведен в п. 7.

Согласно расчету максимальный ток трехфазного КЗ на шинах ЦРП составит:

$$I_{\text{п.о}}^{(3)} = 6985 \text{ А.}$$

Уставка максимальной токовой защиты на шинах ЦРП – 0,5 с, время отключения выключателя 10 кВ составит 0,15 с,

Минимальное допустимое сечение рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (33)$$

где  $B_K$  – импульс квадратичного тока К.З. (тепловой импульс тока К.З.),  $\text{А}^2 \text{ с}$ ;

$C_{\text{тер}}=140$  - термическая функция для меди.

Тепловой импульс тока (интеграл Джоуля) определяется:

$$B_K = I_{\text{п.о.}}^2 \times (t_{\text{р.з}} + t_B + T_A) \quad (34)$$

где  $I_{\text{п.о}}$  – начальное значение периодической составляющей тока К.З., А;

$t_{\text{р.з}} = 0,5 \text{ с}$ .

$t_B$  – полное время отключения выключателя, с. В зависимости от типа выключателя  $t_B = 0,15 \text{ с}$ ;

$T_A$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с. Для распределительных сетей напряжением 6-10 кВ  $T_A = 0,01 \text{ с}$ .

$$B_K = 6985^2 \times (0,5 + 0,15 + 0,01) = 32,24 (\text{кА}^2 \times \text{с})$$

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{32,24}}{140} = 40,56 (\text{мм}^2)$$

Согласно расчету сечение жилы для отходящих линий от ЦРП должно быть не менее  $41 \text{ мм}^2$ .

Аналогично рассчитаем для вводного кабеля:

Максимальный ток трехфазного КЗ на шинах СК1 составит:

$$I_{\text{по}}^{(3)} = 13782 \text{ А.}$$

Уставка максимальной токовой защиты на шинах ЦРП – 2 с, время отключения выключателя 10 кВ составит 0,15 с,

$$B_{\text{к}} = 13782^2 \times (2 + 0,15 + 0,01) = 371,39 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{371,39}}{140} = 137,65 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Выбранные кабельные линии соответствуют.



## 7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

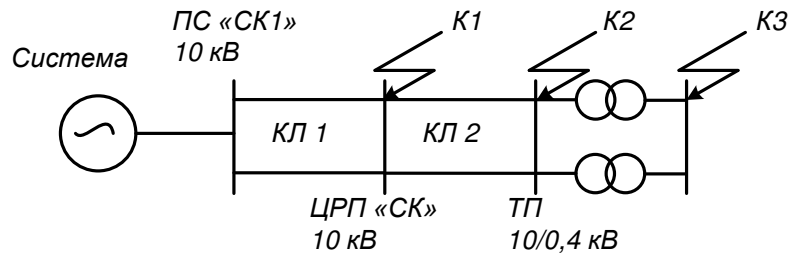


Рисунок 3 - Расчетная схема

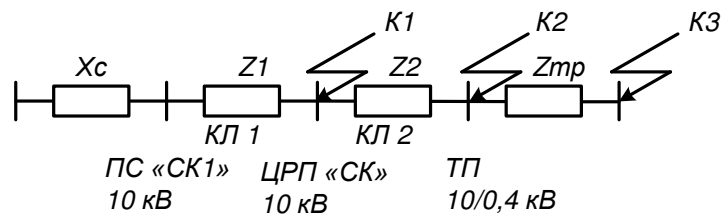


Рисунок 4 – Схема замещения

Рассмотрим варианты максимальный и минимальный режим.

$$I_{\max}^{(3)} = 13782 \text{ А}$$

$$I_{\min}^{(3)} = 8943 \text{ А}$$

Сопротивление системы найдем по формуле:

$$x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}}, \quad (35)$$

где  $U_c$  – среднее номинальное напряжение;

$I^{(3)}$  – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ п/с 110/10 кВ «СК1», кА.

$$x_{c \max} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 13,782} = 0,440 \text{ Ом},$$

$$x_{c \min} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8,983} = 0,678 \text{ Ом},$$

Активные и индуктивные сопротивления участков кабелей, Ом:

$$X_{л} = \frac{x_{y0} \cdot L}{n}; \quad (36)$$

$$R_{л} = \frac{r_{y0} \cdot L}{n}$$

где  $r_{уд}, x_{уд}$  - удельное активное и реактивное сопротивление провода, мОм/км;

$L$  – длина участка, км;

$n$  – количество параллельных линий.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} \quad (37)$$

где  $X_{\Sigma}, R_{\Sigma}$  – полное индуктивное и реактивное сопротивления;

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314} \quad (38)$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y0} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T}} \quad (39)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y0} = K_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по} \quad (40)$$

Дополнительно для сети 10 кВ находим ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{по}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{по}^{(3)} \quad (41)$$

Произведем расчет относительно точки КЗ К1 для ЦРП «СК» при максимальном режиме.

Активное сопротивление участка кабеля 10 кВ, Ом:

$$X_{л} = \frac{0,079 \cdot 7,410}{2} = 0,296;$$

$$R_{л} = \frac{0,124 \cdot 7,410}{2} = 0,459$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,459^2 + (0,296 + 0,44)^2}} = 6,989$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T = \frac{0,736}{0,459 \cdot 314} = 0,005$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,005}} = 1,135$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = 6,989 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,135 = 11,218$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{по}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,989 = 6,053$$

Таблица 11 – Результаты расчета токов к.з. для точки К1 в сети 10 кВ при максимальном режиме.

№ ТП	R <sub>Σ</sub> , Ом	X <sub>Σ</sub> , Ом	I <sub>по</sub> <sup>(3)</sup> , кА	I <sub>по</sub> <sup>(2)</sup> , кА	T, с	K <sub>уд</sub>	I <sub>уд</sub> , кА
ЦРП	0,459	0,736	6,985	6,049	0,0051	1,141	11,271

Аналогично произведем расчет для минимальном режиме для точки К1

Таблица 12 – Результаты расчета токов к.з. для точки К1 в сети 10 кВ при минимальном режиме.

№ ТП	R <sub>Σ</sub> , Ом	X <sub>Σ</sub> , Ом	I <sub>по</sub> <sup>(3)</sup> , кА	I <sub>по</sub> <sup>(2)</sup> , кА	T, с	K <sub>уд</sub>	I <sub>уд</sub> , кА
ЦРП	0,459	0,974	5,628	4,874	0,0068	1,227	9,770

Произведем расчет аналогично для всех ТП (точка к.з. К2), результаты сводим в таблицу 13. при максимальном режиме и в таблицу 14 при минимальном

Таблица 13 – Результаты расчета токов к.з. для точки К2 в сети 10 кВ при максимальном режиме.

№ ТП	$R_{\Sigma}$ , Ом	$X_{\Sigma}$ , Ом	$I^{(3)}_{по}$ , кА	$I^{(2)}_{по}$ , кА	T, с	$K_{уд}$	$I_{уд}$ , кА
ВТП 1-1	0,545	0,764	6,459	5,594	0,0045	1,106	10,107
ВТП 1-2	0,545	0,764	6,459	5,594	0,0045	1,106	10,107
ВТП-1-3	0,565	0,770	6,345	5,495	0,0043	1,100	9,871
ВТП 3	0,492	0,803	6,437	5,575	0,0052	1,146	10,432
ВТП 4	0,505	0,745	6,732	5,830	0,0047	1,119	10,653
ВТП 5	0,519	0,748	6,661	5,768	0,0046	1,113	10,487
ВТП 6	0,486	0,741	6,841	5,925	0,0049	1,128	10,912
ВТП 7	0,486	0,741	6,841	5,925	0,0049	1,128	10,912
ВТП 10	0,499	0,744	6,768	5,862	0,0048	1,122	10,738
ВТП 17	0,462	0,737	6,974	6,040	0,0051	1,140	11,241
КТПН 24а	0,606	0,765	6,209	5,377	0,0040	1,083	9,512
КТПН 24б	0,519	0,748	6,661	5,768	0,0046	1,113	10,487
КТПН 24в	0,532	0,751	6,590	5,707	0,0045	1,108	10,327
КТПН 24г	0,545	0,753	6,520	5,646	0,0044	1,103	10,171
КТПН 24д	0,605	0,765	6,216	5,383	0,0040	1,084	9,525

Таблица 14 – Результаты расчета токов к.з. для точки К2 в сети 10 кВ при минимальном режиме.

№ ТП	$R_{\Sigma}$ , Ом	$X_{\Sigma}$ , Ом	$I^{(3)}_{по}$ , кА	$I^{(2)}_{по}$ , кА	T, с	$K_{уд}$	$I_{уд}$ , кА
ВТП 1-1	0,545	1,002	5,315	4,603	0,0059	1,181	8,878
ВТП 1-2	0,545	1,002	5,315	4,603	0,0059	1,181	8,878
ВТП-1-3	0,565	1,008	5,245	4,542	0,0057	1,172	8,694
ВТП 3	0,492	1,041	5,265	4,560	0,0067	1,227	9,134
ВТП 4	0,505	0,983	5,483	4,749	0,0062	1,199	9,299
ВТП 5	0,519	0,986	5,442	4,713	0,0061	1,192	9,171
ВТП 6	0,486	0,979	5,546	4,803	0,0064	1,211	9,497
ВТП 7	0,486	0,979	5,546	4,803	0,0064	1,211	9,497
ВТП 10	0,499	0,982	5,504	4,767	0,0063	1,203	9,364
ВТП 17	0,462	0,975	5,622	4,869	0,0067	1,226	9,747
КТПН 24а	0,606	1,003	5,171	4,479	0,0053	1,150	8,411
КТПН 24б	0,519	0,986	5,442	4,713	0,0061	1,192	9,171
КТПН 24в	0,532	0,989	5,400	4,677	0,0059	1,185	9,047
КТПН 24г	0,545	0,991	5,359	4,641	0,0058	1,178	8,926
КТПН 24д	0,605	1,003	5,175	4,482	0,0053	1,151	8,422

Аналогично, представленному алгоритму рассчитаем токи короткого замыкания для точки К2, приведя рассчитанное сопротивление системы к напряжению 0,4 кВ.

Сопротивления силового трансформатора находятся по формуле:

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном.т}^2}; \quad (42)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение – 0,4 кВ,

$$Z_m = U_k\% \cdot U_{ном}^2 / 100 \cdot S_{н.т}; \quad (43)$$

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2}. \quad (44)$$

Результаты расчетов в точке К3 сводим в таблицу 15. при максимальном режиме и в таблицу 16 при минимальном

Таблица 15 – Результаты расчета токов к.з. для точки К3 в сети 10 кВ при максимальном режиме

№ ТП	РΣ, Ом	ЗΣ, Ом	I(3)по, кА	I(2)по, кА	Т, с	КУД	ИУД, кА
ВТП 1-1	0,0022311	0,0097901	2,318887	2,008215	0,0140	1,489	4,883
ВТП 1-2	0,0022311	0,0097901	2,318887	2,008215	0,0140	1,489	4,883
ВТП-1-3	0,0016325	0,0065577	1,560654	1,351566	0,0128	1,458	3,217
ВТП 3	0,0015267	0,0066048	1,565537	1,355795	0,0138	1,484	3,285
ВТП 4	0,0049334	0,0226769	5,359516	4,641477	0,0146	1,505	11,407
ВТП 5	0,0021927	0,0097668	2,311689	2,001981	0,0142	1,494	4,885
ВТП 6	0,0021446	0,0097572	2,307114	1,998019	0,0145	1,501	4,899
ВТП 7	0,0031233	0,0148331	3,500664	3,031664	0,0151	1,516	7,506
ВТП 10	0,0021638	0,0097610	2,308938	1,999599	0,0144	1,499	4,893
ВТП 17	0,0048700	0,0226643	5,353554	4,636314	0,0148	1,509	11,427
КТПН 24а	0,0039433	0,0147389	3,523525	3,051462	0,0119	1,432	7,134
КТПН 24б	0,0062527	0,0182246	4,449601	3,853467	0,0093	1,341	8,435
КТПН 24в	0,0170219	0,0430528	10,69152	9,259131	0,0081	1,289	19,489
КТПН 24г	0,0062911	0,0182323	4,45417	3,857425	0,0092	1,338	8,431

Таблица 16 – Результаты расчета токов к.з. для точки КЗ в сети 10 кВ при минимальном режиме

№ ТП	$R_{\Sigma}$ , Ом	$Z_{\Sigma}$ , Ом	$I(3)_{по}$ , кА	$I(2)_{по}$ , кА	$T$ , с	КУД	ГУД, кА
ВТП 1-1	0,0021082	0,0103250	2,384461	2,065004	0,0153	1,519	5,124
ВТП 1-2	0,0021082	0,0103250	2,384461	2,065004	0,0153	1,519	5,124
ВТП-1-3	0,0014798	0,0070188	1,62093	1,403766	0,0148	1,508	3,457
ВТП 3	0,0014798	0,0070188	1,62093	1,403766	0,0148	1,508	3,457
ВТП 4	0,0048722	0,0235497	5,438581	4,709949	0,0151	1,515	11,651
ВТП 5	0,0021082	0,0103250	2,384461	2,065004	0,0153	1,519	5,124
ВТП 6	0,0021082	0,0103250	2,384461	2,065004	0,0153	1,519	5,124
ВТП 7	0,0030884	0,0155015	3,579916	3,100298	0,0157	1,528	7,737
ВТП 10	0,0021082	0,0103250	2,384461	2,065004	0,0153	1,519	5,124
ВТП 17	0,0048722	0,0235497	5,438581	4,709949	0,0151	1,515	11,651
КТПН 24а	0,0037343	0,0155174	3,583601	3,103489	0,0128	1,459	7,395
КТПН 24б	0,0061741	0,0195766	4,521026	3,915324	0,0096	1,352	8,646
КТПН 24в	0,0169397	0,0466241	10,76738	9,324823	0,0082	1,294	19,703
КТПН 24г	0,0061741	0,0195766	4,521026	3,915324	0,0096	1,352	8,646

## 8. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

### 8.1 Выбор высоковольтного оборудования ЦРП «СК»

#### 8.1.1 Выбор КРУ

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

Для установки выбираем КРУ СЭЩ-63 производства завода «Самараэлектроцит».

КРУ СЭЩ-63 состоит из отдельных шкафов со встроенными в них аппаратами, приборами измерения, релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления, соединенные между собой в соответствии с электрической схемой главных цепей распределительного устройства. Встраиваемая в шкафы аппаратура и присоединения определяют их вид конструктивного исполнения.

Компоновка шкафов предусматривает удобство осмотров, ремонта и демонтажа основного оборудования во время эксплуатации КРУ без снятия напряжения со сборных шин и соседних присоединений.

Безопасная работа в отсеке выкатного элемента обеспечивается защитными шторками, которые при выкатывании выкатного элемента из контрольного положения в ремонтное автоматически закрываются, перекрывая доступ к неподвижным контактам, находящимся под напряжением. Роль привода механизма выполняют установленные с обеих сторон на выкатном элементе кронштейны.

КРУ СЭЩ-63 реализовано с вакуумными выключателями ВВУ СЭЩ-ЭЗ-10-20/1000.

Проведем проверку выключателей по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{п.о.}^2 \times (t_{р.з} + t_B + T_A) \quad (45)$$

$$B_K = 6989^2 \times (0,5 + 0,15 + 0,01) = 32,24(\text{кА}^2 \times \text{с})$$

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}} \quad (46)$$

$$B_{\text{КНОМ}} = 20^2 \times 3 = 1200 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ, кА:

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ откл}} \cdot \beta_{\text{н}}, \quad (47)$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,4 = 11,313 \text{ кА}$$

Ток отключения номинальный, кА:

$$i_{\text{отк.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.НОМ}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100}\right), \quad (48)$$

где  $\beta$  - допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в точке отключения, определяется по кривой /4, с.296/, %.

Нормативное значение  $\beta_{\text{н}}$  определяется для момента расхождения контактов:

$$\tau = t_{3,\text{min}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + t_{\text{с.в}}, \quad (49)$$

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$$

Если  $\beta > 0,09$  с, то принимаем  $\beta = 0$

$$i_{\text{отк.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 32,24 = 45,59 \text{ кА}$$

Сопоставление приведено в таблице 17.



Таблица 17– Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе линейных выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_v = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_v$
$I_{p \max} = 49,76 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{p \max}$
$I_{\text{по}} = 6,985 \text{ кА}$	$I_{\text{н.вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{н.вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$i_{\text{уд}} = 11,27 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.сқв}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.сқв}} \geq I_{\text{по}}$
$B_k = 32,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$i_{\text{пр.сқв}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.сқв}} \geq i_{\text{уд}}$
$i_{\text{ат}} = 11,3 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{по}}$
	$i_{\text{а.ном}} = 8,9 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, поэтому устанавливаем выключатели марки ВВУ СЭЦ-ЭЗ-10-20/1000.

### 8.1.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Условия выбора трансформаторов тока:

$$\left. \begin{array}{l} U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \\ I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{мах}} \\ Z_{2\text{нно}} \geq Z_2 \\ i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} \\ B_k \leq (k_t \cdot I_{1н})^2 \cdot t \end{array} \right\}, \quad (50)$$

где  $I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{\text{мах}}$  – максимальный ток нагрузки, А;

$Z_{2\text{ном}}$  – номинальная вторичная нагрузка, Ом;

$Z_2$  – расчетная нагрузка трансформатора, Ом;

$i_{\text{уд}}$  – ударный ток в мете КЗ, кА;

$i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости, кА;

$V_k$  – термическая стойкость к тока КЗ,  $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$ ;

$k_t$  – коэффициент термической устойчивости;

$t$  – время протекания тока термической стойкости, с.

Нагрузка вторичной цепи трансформатора тока приводится в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка фазы, ВА		
		A	B	C
Счетчик АРЭ	СЭТ-4ТМ	3	-	3
Амперметр	ЩП-120П	0,5	-	-
Сумма:		3,5	-	3

На присоединении к ВТП №17 выбирается трансформатор тока типа ТОЛ 10-УЗ с первичным номинальным током 50 А, классом точности 0,5.

Определяется сопротивление приборов по формуле, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (51)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, ВА;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, А.

Определяется допустимое сопротивление проводов по формуле, Ом:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k, \quad (52)$$

где  $Z_{2\text{ном}}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности;

$r_k$  – сопротивление контактов, Ом.

Сопротивление нагрузки вторичной цепи составляет, Ом:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \quad (53)$$

Определяется сечение соединительных проводов по формуле:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (54)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление материала провода;

для провода с алюминиевыми жилами принимается равным,  $\rho = 0,0283$ ;

$l$  – длина провода принимаем по [4, с.375], равной 40 м.

Подставив численные значения в формулы, приведенные выше, выбираются трансформаторы тока.

Расчет ведется по наиболее загруженной фазе:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,14 - 0,1 = 0,96 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,14 + 0,92 + 0,1 = 1,16 \text{ Ом}$$

$$F = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,92} = 2,13 \text{ мм}^2$$

Принимается контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблица 19 – Сопоставление паспортных и расчетных данных

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_y = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_y$
$I_{p \text{ макс}} = 19,24 \text{ А}$	$I_{1 \text{ ном}} = 50 \text{ А}$	$I_{1 \text{ ном}} \geq I_{p \text{ макс}}$
$i_{\text{уд}} = 11,271 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 14,8 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \geq i_{\text{дин}}$
$r_{\text{приб}} = 0,18 \text{ Ом}$	$Z_{2 \text{ ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2 \text{ ном}} \geq Z_2$
$V_k = 32,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k \leq I_{1 \text{ ном}}^2 \cdot t$

#### 8.1.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформатора тока для проверки на соответствие классу точности необходимо составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи.

Расчет трансформаторов производится с учетом отходящих присоединений к городским потребителям.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип Прибора	Мощность одной обмотки. S ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, кВт	Q, В·А
Вольтметр	ЩП-120П	2	1	1	0	1	2	-
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,92	20	30,4	73,6
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ	1	2	0,38	0,92	20	15,2	36,8
Сумма:							45,6	110,4

При выборе трансформаторов напряжения должны соблюдаться следующие условия:

$$\left. \begin{array}{l} U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \\ S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{расч}2} \end{array} \right\}, \quad (55)$$

где  $S_{2\text{ном}}$  – номинальная вторичная мощность трансформатора напряжения, ВА;

$S_{2\Sigma}$  – расчетная нагрузка вторичной обмотки, ВА.

Расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора напряжения определяется на одну секцию шин с учетом отходящих присоединений потребителей.

Количество приборов составляет:

Счетчики активной энергии – 8 шт.;

Счетчики реактивной энергии – 8 шт.;

Вольтметр – 1 шт.

Расчетная мощность нагрузки на обмотке вторичного напряжения трансформатора напряжения определяется по выражению, ВА:

$$S_{2\text{рас}} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi)^2}, \quad (56)$$

Устанавливаем трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЦ-10-4-0,5/3-25/10 У2 с классом точности 0,5.

$$S_{2\text{рас}} = \sqrt{45,6^2 + 110,4^2} = 119,5 \text{ ВА}$$

Таблица 21 – Результаты выбора трансформатора напряжения типа

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_y = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_y$
$S_{2\text{рас}} = 119,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} = 300 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} \geq S_2$
$r_{\text{приб}} = 2,66 \text{ Ом}$		

Таким образом расчетная вторичная нагрузка трансформатора напряжения не превышает номинального значения допустимой нагрузки приведенной в справочных данных. Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям.

#### 8.1.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети или защищаемого оборудования:

$$U_{\text{нр}} \geq U_{\text{н.раб.с.}}, \quad (57)$$

Повышения напряжения, возникающие при оперативных переключениях или аварийных режимах, учитываются в соответствии с условиями работы ОПН в установившихся режимах.

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

По приведенному выше условию производится выбор ОПН устанавливаемого на секциях шин проектируемого распределительного

пункта. Применим для этих целей ОПН-КР/TEL 10/12, основные технические данные которого приведены в таблице

Таблица 22 – Технические характеристики ОПН-КР/TEL 10/12

Наименование параметров	Паспортные данные
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток разряда, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность не менее, А	250
Удельная энергия, кДж/кВ	3,6
Длина пути утечки, мм	205
Высота Н, мм	125
Масса, не более, кг	9

Таким образом, ОПН-КР/TEL 10/12 вполне можно использовать для защиты изоляции кабельных линий присоединенных к распределительному пункту. Благодаря глубокому уровню ограничения перенапряжений, ОПН обеспечивают эффективную защиту оборудования в кабельных сетях и продлевают срок его службы. Они просты и безопасны в эксплуатации, т.к. не требуют обслуживания и ремонта и являются взрывобезопасными. Предназначены для защиты электрооборудования распределительных устройств в кабельных сетях напряжением 10 кВ переменного тока (48-62 Гц) с изолированной или резонансно заземленной нейтралью. ОПН КР/TEL применяются для внутренней установки в условиях умеренного и холодного климата при температуре окружающего воздуха от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ , на высоте не более 1000 м над уровнем моря

## **8.2 Выбор высоковольтного оборудования ТП**

### **8.2.1 Выбор выключателей нагрузки**

#### **1. По напряжению установки,**

$$U_{уст} \leq U_{НОМ} \quad (58)$$

2. По току,

$$I_{МАХ} \leq I_{ДОП} \quad (59)$$

3. По конструкции и роду установки ;

4. По электродинамической стойкости,

$$i_y \leq i_{ПР.СКВ} \quad (60)$$

5. По термической стойкости,

$$B_K \leq I_{ТЕРМ}^2 \times t_{ТЕРМ} \quad (61)$$

где  $I_{ТЕРМ.}$  – предельный ток термической стойкости, кА ;

$t_{ТЕРМ.}$  – длительность протекания предельного тока термической стойкости, с ;

$B_K$  – тепловой импульс,  $кА^2 \cdot с$  , определяемый выражением,

$$B_K = I_{П.О.КЗ}^2 \times (t_{ОТКЛ} + T_A) \quad (62)$$

где  $I_{П.О.КЗ}$  – периодическая составляющая действующего значения тока короткого замыкания, кА ;

$t_{ОТКЛ.}$  – время отключения, принимается равным 0,6 с ;

$T_A$  – постоянная времени, принимается равной 0,05 с

Выберем и проверим выключатель нагрузки на ВТП 1-1. Выбранный выключатель нагрузки ВНА-10/630-20зУ2.

Проверка:

1. По напряжению установки,

$$10 (кВ) \leq 10 (кВ)$$

2. По электродинамической стойкости,

$$10,11 (кА) \leq 20 (кА)$$

3. По термической стойкости,

$$I_{ТЕРМ}^2 \times t_{ТЕРМ} = 51^2 \times 1 = 2601 (кА^2 \times с)$$

$$B_K = 5.315 \times (0.6 + 0.05) = 18,36$$

$$18,36 (кА^2 \times с) \leq 2601 (кА^2 \times с)$$

Выбор выключателей нагрузки на остальных ТП сведён в таблице 23

Таблица 23 - Выбор и проверка выключателей нагрузки

№ ТП	Тип выключателя нагрузки	$i_y$ , кА	$I_{\text{пр.СКВ.}}$ , кА	$I_{\text{ТЕРМ.}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ.}}$ , кА <sup>2</sup> · с	$B_K$ , кА <sup>2</sup> · с
ВТП 1-1	ВНА-10/630-20зУ2	8,9	20	2601	18,36
ВТП 1-2	ВНА-10/630-20зУ2	8,9	20	2601	18,36
ВТП-1-3	ВНА-10/630-20зУ2	8,7	20	2601	17,88
ВТП 3	ВНА-10/630-20зУ2	9,1	20	2601	18,02
ВТП 4	ВНА-10/630-20зУ2	9,3	20	2601	19,54
ВТП 5	ВНА-10/630-20зУ2	9,2	20	2601	19,25
ВТП 6	ВНА-10/630-20зУ2	9,5	20	2601	19,99
ВТП 7	ВНА-10/630-20зУ2	9,5	20	2601	19,99
ВТП 10	ВНА-10/630-20зУ2	9,4	20	2601	19,69
КТПН 24а	ВНА-10/630-20зУ2	8,4	20	2601	17,38
КТПН 24б	ВНА-10/630-20зУ2	9,2	20	2601	19,25
КТПН 24в	ВНА-10/630-20зУ2	9,0	20	2601	18,96
КТПН 24г	ВНА-10/630-20зУ2	8,9	20	2601	18,67
КТПН 24д	ВНА-10/630-20зУ2	8,4	20	2601	17,41

### 8.2.2 Выбор предохранителей

Производится:

1. По напряжению установки,

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (63)$$

2. По номинальному току предохранителя,

$$I_{\text{пр.ном}} \geq I_{\text{мах}} \quad (64)$$

3. По конструкции и роду установки ;

4. По току отключения,

$$I_{\text{п.о.кз}}^{(3)} \leq I_{\text{откл}} \quad (65)$$

где  $I_{\text{п.о.кз}}^{(3)}$  – периодическая составляющая действующего значения тока короткого замыкания, кА

$I_{\text{откл}}$  – предельно отключаемый ток, кА.

5. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условиям защиты, а также по условиям селективности,



$$I_{вст.ном} \geq K_{отс} \times I_{макс} \quad (66)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $K_{отс} = (1,1 - 1,25)$ .

Выбор предохранителей на ВТП 1. На ВТП 1 устанавливается предохранитель типа ПКТ 103-10-80-20У3.

Проверка:

1. По напряжению установки,

$$10 \text{ (кВ)} = 10 \text{ (кВ)};$$

2. По номинальному току предохранителя,

$$80 \text{ (А)} \geq 49,5 \text{ (А)}$$

3. По току отключения,

$$7,4 \text{ (кА)} \leq 20 \text{ (кА)};$$

4. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условиям защиты, а также по условиям селективности.

$$80 \text{ (А)} \geq (1,1 \times 49,5) = 54,4 \text{ (А)}$$

Выбор предохранителей на других ТП аналогичен и приведён в таблице 24

Таблица 24- Выбор и проверка предохранителей

ТП	Тип выключателя	$I^{(3)}_{п.о.кз}$ , кА	$I_{отк}$ , кА	$I_{макс}$ , А	$K_{отс} \times I_{макс}$	$I_{ном. вст.}$ , А
ВТП 1-1	ПКТ 103 -10-80-20 У3	6,343	20	49,5	54,4	80
ВТП 1-2	ПКТ 103 -10-80-20 У3	6,343	20	53,7	59,0	80
ВТП-1-3	ПКТ-103-10-100-12.5 У3	6,234	12,5	84,0	92,4	100
ВТП 3	ПКТ-103-10-100-12.5 У3	6,317	12,5	75,7	83,3	100
ВТП 4	ПКТ102-10-50-12.5 У3	6,604	12,5	32,3	35,5	50
ВТП 5	ПКТ 103 -10-80-20 У3	6,536	20	51,9	57,1	80
ВТП 6	ПКТ 103 -10-80-20 У3	6,708	20	56,1	61,8	80
ВТП 7	ПКТ102-10-50-12.5 У3	6,708	12,5	36,3	39,9	50
ВТП 10	ПКТ 103 -10-80-20 У3	6,639	20	56,4	62,0	80
КТПН 24а	ПКТ-103-10-80-20У3	6,106	20	43,5	47,9	80
КТПН 24б	ПКТ102-10-50-12.5 У3	6,536	12,5	26,0	28,6	50
КТПН 24в	ПКТ 101-10-20-12.5У3	6,469	12,5	8,1	8,9	20
КТПН 24г	ПКТ102-10-50-12.5 У3	6,402	12,5	28,2	31,0	50
КТПН 24д	ПКТ102-10-50-12.5 У3	6,112	12,5	17,4	19,1	50

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита ЦРП-10 кВ выполнена на микропроцессорной элементной базе с применением терминалов SPAC 810.

Применяемые в проекте терминалы выполняют функции местного и дистанционного управления, защиты, измерения, сигнализации, а также необходимые блокировки.

Терминалы осуществляют индикацию текущих и аварийных значений токов, уставок и сработавших каналов на цифровом дисплее и индикаторах, В памяти сохраняются параметры последних аварийных событий, позволяющие анализировать и оценивать повреждения, а также учитывать ресурс оборудования.

Примененные терминалы позволяют осуществить следующие функции:

- оперативное включение и отключение выключателя;
- двукратное автоматическое повторное включение (АПВ);
- подсчет числа попыток АПВ;
- контроль готовности цепей управления выключателя;
- контроль состояния автоматов цепей управления и защиты;
- автоматическое ускорение действия второй ступени МТЗ при включении выключателя;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- логическая защита шин с блокированием от защит присоединений;
- автоматическое включение резервирования (АВР);
- контроль исправности цепей напряжения секций, положения тележки и аппаратов.

### 9.1 Ввод 10 кВ

Схема электрическая принципиальная выполнена для кабельного ввода 10 кВ и реализована на устройстве SPAC 81 О-В максимального типоразмера (три блока входных/выходных цепей, цепи напряжения). В схеме предусмотрены режимы;

- АПВ после действия МТЗ
- АПВ вводится в действие ключом по дискретному входу Х19-9.

Запрет АПВ и сброс времени готовности формируется при:

- отключении по цепи ускорения МТЗ;
- внешнем отключении;
- действии УРОВ;
- отключении по команде «Отключить»;
- отключении от защиты от обрыва фаз;
- отключении от дуговой защиты.

С помощью программных переключателей вводится запрет АПВ при:

- - отключении от ЛЗШ;
- - отключении с последующим АВР СВ 10 кВ.

## **9.2 АВР**

АВР реализуется на терминале выключателя ввода SPAC 81 О-В.

Отключение выключателя ввода 10 кВ с последующим АВР СВ 10 кВ выполняется по факту снижения напряжения на секции 10 кВ.

Отключение выключателя по снижению напряжения происходит при:

- наличии нормального напряжения на соседней секции;
- исправности цепей напряжения;
- ключ «АВР введено» находится в положении «АВР»;

После отключения ввода, которое фиксируется по состоянию РФК и РПО, формируется сигнал на включение СВ 10 кВ через выходное реле КЗ. 1 и размыкающий блок- контакт выключателя.

Запрет АВР через выходное реле КЗ.4 организуется по факту:

- отключения ввода от АПВ;
- внешнего отключения;
- отключения по цепи ускорения МТЗ;
- отключения от МТЗ;
- отключения от дуговых замыканий.

### **9.3 Секционный выключатель 10 кВ**

Схема электрическая принципиальная реализована на устройстве SPAC 810-С максимального типоразмера (три блока входных/выходных цепей, цепи напряжения).

Формирование импульса включения СВ 10 кВ по АВР выполнено в устройстве выключателя ввода 10 кВ SPAC 810-В

Схема АВР готова к действию через 10 с после включения обоих вводов и перевода внешнего ключа в положение «АВР». Командой на включение СВ 10 кВ является входной сигнал «Вкл. СВ по АВР» от вводов 10 кВ.

В качестве защиты используется 2 ст. МТЗ с ускорением.

### **9.4 Трансформатор напряжения шин 10 кВ**

Схема электрическая принципиальная шинного ТН 10 кВ выполнена для ТН типа НАМИТ-10-2 и реализована на устройстве SPAC 810-Н (три блока входных/выходных цепей, цепи напряжения).

Схема предусматривает:

- контроль изоляции сети 10 кВ;
- организацию сигналов неисправности цепей напряжения;
- защиту от феррорезонанса.

### **9.5. РЗ кабельных линий.**

Схемы электрические принципиальные реализованы на устройстве SPAC 810-Л максимального типоразмера (три блока входных/выходных цепей, цепи напряжения) для кабельной линии 10 кВ без АПВ.

Предусмотрены также:

- блокировка логической защиты шин при действии МТЗ линии 10 кВ;
- УРОВ: при действии токовых защит на отключение выключателя (отсечка, МТЗ, ускорение МТЗ);
- одноступенчатая направленная защита от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал. Предусмотрена возможность подключения

переносного реле УСЗ-3М к трансформатору тока нулевой последовательности)

На кабельной линии устанавливаются следующие виды защит:

- 1) токовая отсечка без выдержки времени;
- 2) максимальная токовая защита с выдержкой времени;
- 3) защита от однофазных замыканий на землю.

#### 9.5.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Рассмотрим на примере ВТП 1-1

Максимальный рабочий ток линии  $I_{\max \text{ВТП1-1}} = 49,5 \text{ А}$

Принимаем к установке трансформатор тока типа ТПОЛ-10-75-0,5/10Р:

$I_{1н} = 75 \text{ А}$ ,  $I_{2н} = 5 \text{ А}$ . Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$k_m = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{75}{5} = 15.$$

Схема соединения трансформаторов тока и реле – неполная звезда, коэффициент схемы  $k_{сх} = 1$ .

4) Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = k_n \cdot I_{кз.мах}^{(3)\text{ВТП1-1}}, \quad (67)$$

здесь  $k_n$  – коэффициент отстройки.

$$I_{сз} = 1,1 \cdot 6459 = 7105,4 \text{ А}.$$

5) Проверяем чувствительность защиты:

$$K_q = \frac{I_{кз.мин}^{(2)\text{ВТП1-1}}}{I_{сз}} \geq 2 \quad (68)$$

$$K_q = \frac{2065}{7105,4} = 0,29$$

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты)

6) Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_m} \cdot I_{сз} = \frac{1}{15} \cdot 7105,4 = 473,7 \text{ А}. \quad (5.3)$$

Принимаем к установке реле SPAC 810-Л, у которого ток срабатывания находится в пределах  $(0,25-40)I_n$ .

Аналогично рассчитаем для остальных линий. Результаты сведем в таблицу 25

Таблица 25- Расчет МТЗ

Линия	$I^{(3)}$ . кА	$I^{(2)}$ . кА	$I_{номТГ}$ . А	$I_{сз}$ , А	$n_{ТГ}$	$I_{ср}$ , А	$K_{ч}$
ВТП 1-1	6459,44	2065,00	75	7105,3	15	473,7	0,29
ВТП 1-2	6459,44	2065,00	75	7105,3	15	473,7	0,29
ВТП-1-3	6345,34	1403,77	100	6979,8	20	349,0	0,20
ВТП 3	6437,50	1403,77	100	7081,2	20	354,1	0,20
ВТП 4	6732,27	4709,95	50	7405,4	10	740,5	0,64
ВТП 5	6660,67	2065,00	75	7326,7	15	488,4	0,28
ВТП 6	6841,14	2065,00	75	7525,2	15	501,7	0,27
ВТП 7	6841,14	3100,30	75	7525,2	15	501,7	0,41
ВТП 10	6768,37	2065,00	75	7445,2	15	496,3	0,28
ВТП 17	6974,03	4709,95	50	7671,4	10	767,1	0,61
КТПН 24а	6209,26	3103,49	75	6830,1	15	455,3	0,45
КТПН 24б	6660,67	3915,32	50	7326,7	10	732,7	0,53
КТПН 24в	6589,89	9324,82	50	7248,8	10	724,9	1,29
КТПН 24г	6519,94	3915,32	50	7171,9	10	717,2	0,55
КТПН 24д	6215,81	3915,32	50	6837,3	10	683,7	0,57

### 9.5.2 Максимальная токовая защита с выдержкой времени

1) Защита выполняется с помощью токового реле SPAC 810-Л

2) Для выполнения защиты применяются те же трансформаторы тока, что и для токовой отсечки. Коэффициент трансформации трансформаторов тока  $k_I = 15$ , коэффициент схемы  $k_{сх}=1$ .

3) Ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от максимального рабочего тока линии:

$$I_{сз} = \frac{k_n \cdot k_{сз}}{k_e} \cdot I_{max.раб}, \quad (69)$$

где:  $k_n=1,1$  – коэффициент отстройки для статического реле;

$k_g = 0,95$  – коэффициент возврата;

$k_{сз}$  – коэффициент самозапуска двигателей, принимаемым 1.

$$I_{сз} \geq \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 54,3 = 62,85 \text{ А.}$$

4) Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_m} \cdot I_{сз}, \quad (70)$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

$$I_{ср} = \frac{1}{15} \cdot 58 = 3,87 \text{ А,}$$

4) Коэффициент чувствительности в основной зоне проверяем по току минимального двухфазного короткого замыкания в конце кабельной линии (на шинах ВТП1-1):

$$K_q = \frac{I_{кз.мин}^{(2)ВТП1-1}}{I_{сз}} = \frac{2000,8}{58} = 34,62 \geq 1,5. \quad (71)$$

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Время срабатывания выбирается по условиям согласования по току и времени с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов.

Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t, \quad (72)$$

$$t_{с.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525,$$

Для остальных линий результаты расчёта МТЗ сведём в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчёт МТЗ

Линия	$I_{\max}, A$	$I_{сз}, A$	$I_{ср}, A$	$I_{ср}, A$	$K_{ч}$
ВТП 1-1	54,28	62,85	4,19	473,7	32,85
ВТП 1-2	58,42	67,65	4,51	473,7	30,53
ВТП-1-3	83,98	97,24	4,86	349,0	14,44
ВТП 3	81,97	94,92	4,75	354,1	14,79
ВТП 4	27,38	31,71	3,17	740,5	148,55
ВТП 5	54,82	63,48	4,23	488,4	32,53
ВТП 6	64,08	74,19	4,95	501,7	27,83
ВТП 7	38,54	44,63	2,98	501,7	69,47
ВТП 10	64,16	74,29	4,95	496,3	27,80
ВТП 17	21,14	24,48	2,45	767,1	192,41
КТПН 24а	44,83	51,91	3,46	455,3	59,79
КТПН 24б	30,95	35,83	3,58	732,7	109,27
КТПН 24в	12,90	14,94	1,49	724,9	624,27
КТПН 24г	29,02	33,60	3,36	717,2	116,52
КТПН 24д	23,08	26,72	2,67	683,7	146,54

### 9.5.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Защита выполняется с действием на сигнал.

1) Защита выполняется с помощью токового реле SPAC 810-Л

2) Измерительным органом является трансформатор тока нулевой последовательности типа ТТНП

3) Для кабеля марки ПвКП-70/25-10 удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю  $I_{C0} = 1,1 A/км$ .

Ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки,

$$I_{0Л} = I_{C0} \cdot l_{л} \cdot n_{л} \quad (73)$$

$$I_{0Л} = 1,1 \cdot 0,65 \cdot 1 = 0,715 A.$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_{0Л} \quad (74)$$

здесь  $k_{отс} = 4$  – коэффициент отстройки для защиты без выдержки времени.

$$I_{сз} = 4 \cdot 3 \cdot 0,715 = 8,58 A$$



Для остальных линий результаты расчёта защиты от однофазных КЗ сведём в таблицу 27.

Таблица 27 – Расчёт защиты от однофазных КЗ.

Название цеха	длина линии, км	$I_{0Л}$ , А	$I_{сз}$ , А
ВТП 1-1	0,65	0,715	8,58
ВТП 1-2	0,65	0,715	8,58
ВТП-1-3	0,8	0,88	10,56
ВТП 3	0,25	0,275	3,3
ВТП 4	0,35	0,385	4,62
ВТП 5	0,45	0,495	5,94
ВТП 6	0,2	0,22	2,64
ВТП 7	0,2	0,22	2,64
ВТП 10	0,3	0,33	3,96
ВТП 17	0,02	0,022	0,264
КТПН 24а	1,11	1,221	14,652
КТПН 24б	0,45	0,495	5,94
КТПН 24в	0,55	0,605	7,26
КТПН 24г	0,65	0,715	8,58
КТПН 24д	1,1	1,21	14,52

### 9.6 Защита от дуговых замыканий

Цепи защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ) в ячейках КРУ-10 кВ выполнены для варианта с разгрузочными клапанами и установленными к ним конечными выключателями в качестве датчиков, а также подключаемых параллельно к ним фоторезисторов.

Отдельно выполнена схема электрическая принципиальная центральных аппаратов ЗДЗ секции 10 кВ. Центральные аппараты ЗДЗ секции устанавливаются в шкафу выключателя ввода 10 кВ.

Предполагается установка для каждого крышного клапана индивидуального датчика ЗДЗ концевого выключателя: SQH1-для отсека ввода-вывода, Э0Н2-для отсека выключателя, SQH-для отсека сборных шин.

Для работы ЗДЗ сборных шин секции 10 кВ предполагается установка датчиков SQH в ячейках СВ СР и присоединений, являющихся крайними на секции.

В схеме предусматривается:

- Отключение ввода 10 кВ с запретом АПВ и контролем по току в шкафу ввода
  - от ЗДЗ в отсеках высоковольтного оборудования ячеек присоединений секции 10 кВ, которая питается отданного
  - от ЗДЗ сборных шин секции, которая питается от данного ввода (реле KLD11);
  - Отключение ввода от ЗДЗ в отсеках высоковольтного оборудования и ввода-вывода
    - ячейки СВ 10 кВ с контролем по току осуществляется в схеме ввода 10 кВ через устройство SPAC 810-B.
  - Отключение СВ 10 кВ с контролем по току в шкафу СВ
  - от ЗДЗ в отсеках высоковольтного оборудования ячеек присоединений секции 10 кВ, которая питается от СВ
    - от ЗДЗ в отсеках сборных шин ячеек присоединений 1 или 2 секции 10 кВ либо в отсеке сборных шин ячейки СВ;
    - от ЗДЗ в отсеке высоковольтного оборудования ячейки ввода 10 кВ.

Отключение отходящей линии 10 кВ при ДЗ в отсеке ввода-вывода ячейки с контролем по току (с использованием уставки МТЗ) осуществляется в шкафу линии через устройство SPAC 810-Л. При этом для надежного отключения линии наряду с клапанным датчиком в отсеке ввода-вывода предусмотрена также установка фоторезистора VS1. В отсеке сборных шин фоторезисторы можно не устанавливать, т.к. при ДЗ в этом отсеке надежность отключения обеспечивается срабатыванием ЛЗШ.

В каждой ячейке КРУ-10 кВ при открытии клапана ЗДЗ в любом отсеке ячейки организуется сигнал «Работа или неисправность датчиков ЗДЗ ячейки» с выходом на лампу HLW1 «Аварийная ситуация» и шинку звуковой предупредительной сигнализации ЕНР. В схеме центральных аппаратов ЗДЗ секции 10 кВ организуются групповые сигналы:

- «Открыт клапан ЗДЗ» (посредством вывода на групповое указательное реле КНДЗ датчиков ЗДЗ: ячеек линий 10 кВ (отсеки выключателя), ячеек ввода 10 кВ, ТН шин 10 кВ и СР (отсеки ввода-вывода, высоковольтный), а также отсеков сборных шин ячеек присоединений данной секции);

- «Неисправность оперативных цепей ЗДЗ»,

Организованы также сигналы:

- «Работа ЗДЗ сборных шин»;
- «Работа ЗДЗ присоединений секции»;
- «Отключение СВ от ЗДЗ ввода.

При неисправностях клапанных датчиков цепи ЗДЗ данной ячейки могут быть выведены из работы схемы ЗДЗ секции 10 кВ переключателем SAD, расположенным в ячейке, а цепи ЗДЗ сборных шин - групповым переключателем SAD1.

\

## 10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ЦРП

В соответствии с [7], защита РУ ПС от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов. Установка молниеотводов на зданиях ТП не является обязательной. В случае выполнения кровли здания полностью из металла или применения металлических несущих конструкций достаточно заземлить металлические части кровли. Плоскую неметаллическую или железобетонную кровлю защищают наложением молниеприемной сварной сетки из стальной проволоки непосредственно на кровлю или под слой негорючего утеплителя или гидроизоляции. При этом для предотвращения нежелательной разности потенциалов между различными металлическими элементами здания (трубы, вентиляционные устройства, заземляющие спуски и пр.) они должны быть соединены между собой.

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

Защита зданий ТП от прямых ударов экономически оправдана при интенсивности грозовой деятельности 20 грозовых часов в год и более.

Число грозовых разрядов в ТП:

$$N = n \cdot (A + 2 \cdot H) \cdot (B + 2 \cdot H) \cdot 10^{-6} \quad (74)$$

где А, В- длина и ширина ЦРП (А=28,8 м, В=15 м);

Н – высота ЦРП, м

n – среднее число поражений молнией 1 км<sup>2</sup> зеной поверхности в год. определяется по таблице 12.2, /5/, принимается равным 6

Грозопоражаемость ТП определяется по формуле, лет:

$$T = \frac{1}{N} \quad (75)$$

Произведем расчет для ЦРП.

$$N = 6 \cdot (28.8 + 2 \cdot 4) \cdot (15 + 2 \cdot 4) \cdot 10^{-6} = 0.005$$

$$T = \frac{1}{0.005} = 200.$$

Из расчетов видно, что грозопоражаемость РТП составляет 1 раз в 200 лет, что приемлемо, так как допустимая величина 1 раз в 200 лет.

Выполним молниезащиту путем наложения молниеприемной сварной сетки из стальной проволоки диаметром 10 мм непосредственно на кровлю под слой гидроизоляции. При этом для предотвращения нежелательной разности потенциалов между различными металлическими элементами здания (трубы, вентиляционные устройства, заземляющие спуски и пр.) они должны быть соединены между собой. На рисунке показана молниезащита ЦРП

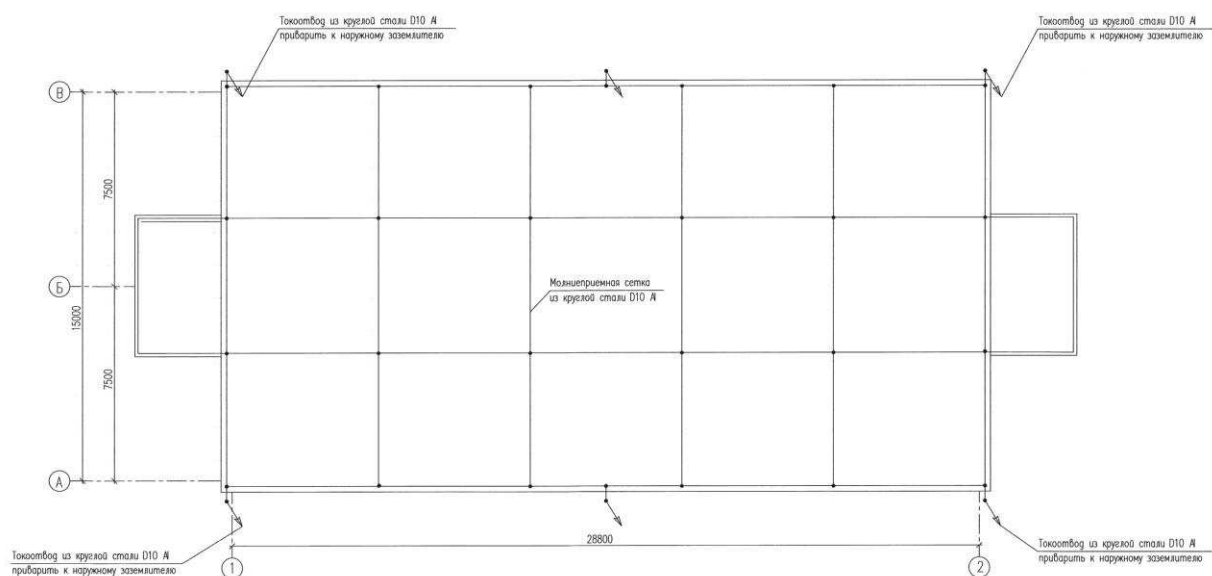


Рисунок 3 - молниезащита ЦРП.

Рассчитается заземляющее устройство ЦРП 10 кВ.

Для стороны 10 кВ в соответствии с ПУЭ сопротивление заземляющего устройства определяется по формуле:

$$R_3 \leq \frac{U_p}{I_p}, \quad (76)$$

где  $U_p = 125$  В, так как заземляющее устройство используется одновременно для установок до 1 кВ и выше.

$I_p$  – расчетный ток замыкания на землю, А

$$I_3 = \frac{U \cdot (35 \cdot I_{ка})}{350}, \quad (77)$$

где  $U$  – линейное напряжение сети, кВ

$I_{ка}$  – суммарная длина электрически связанных между собой кабельных линий, км

$$I_3 = \frac{10 \cdot (35 \cdot 30,3)}{350} = 30,3 \text{ А}$$

Сопротивление заземляющего устройства для сети 10 кВ:

$$R_3 = \frac{125}{30,3} = 4,1 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземляющего устройства для напряжения 0,4 кВ должно быть не более 4 Ом.

В качестве естественных заземлителей используется 2 глубоководных вертикальных электрода.

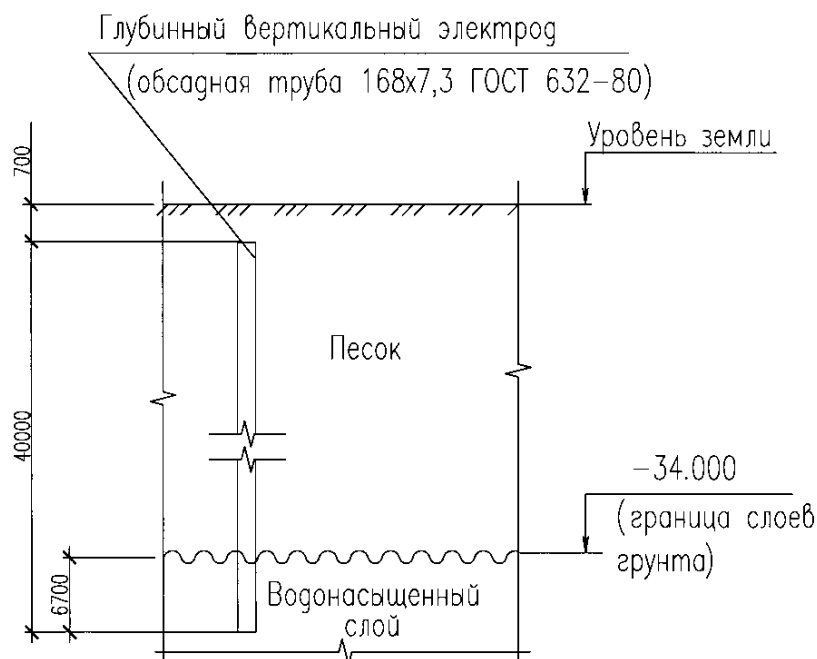


Рисунок 4 - Схема установки глубоководного электрода заземления.

Применение глубинных вертикальных электродов вызвано большим удельным сопротивлением грунта.

$$r_e = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (78)$$

где  $\rho_{расч}$  – расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$l$  – длина стержня, м;

$d$  – диаметр стержня, м;

$t$  – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, м.

Сопротивление одного глубинного вертикального электрода (трубы длиной 40 м., диаметром 168 мм):

$$\rho_{расч} = k_c \cdot \rho, \quad (79)$$

где  $k_c$  – определяется по таблице 8.2, /13/, принимается равным 1,25;

$\rho$  – удельное сопротивление грунтовых вод  $\rho = 50$  Ом·м.

$$\rho_{расч} = 1,25 \cdot 50 = 62,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$r_e = \frac{62,5}{2 \cdot 3,14 \cdot 40} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 40}{0,168} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 20,7 + 40}{4 \cdot 20,7 - 40} \right) = 0,72 \text{ Ом}$$

Заземляющее устройство выполняем в виде контура из полосы 40x5 мм, проложенной на глубине 0,7 м вокруг ЦРП на расстоянии 1,5 м от фундамента здания, согласно /5, с.73/.

Общая длина полосы составляет 109,6 м

Определяется сопротивление горизонтального заземлителя (соединительной полосы контура):

$$r_r = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{bt}, \quad (80)$$

где  $l$  – длина полосы, м;

$b$  – ширина полосы, м;

$t$  – глубина заложения, м;

$\rho_{расч}$  – расчетное сопротивление земли для горизонтальных заземлителей.

$$\rho_{расч} = k_c \cdot \rho,$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление грунта, по /4, с.412/;

$k_c$  – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта.

$k_c$  принимается  $3,5 \div 2,0$  по /4, с.413/

$$\rho_{расч} = 3 \cdot 500 = 1500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$r_r = \frac{1500}{2 \cdot 3,14 \cdot 109,6} \cdot \lg \frac{2 \cdot 109,6^2}{0,04 \cdot 0,7} = 12,92 \text{ Ом}$$

С учетом коэффициента использования сопротивления полосы:

$$R_r = \frac{r_r}{\eta_r}, \quad (81)$$

где  $\eta_r$  – коэффициент использования по таблице 8.4 /4, с.415/

Предварительно принимается в контуре 24 вертикальных электродов электродов.

$$\eta_r = 0,65$$

$$R_r = \frac{12,92}{0,65} = 19,87 \text{ Ом}$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей определяется по формуле, Ом:

$$R_b = \frac{R_r \cdot R_3}{R_r - R_3}, \quad (82)$$



$$R_B = \frac{19,87 \cdot 4}{19,87 - 4} = 5,01 \text{ Ом}$$

Количество вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_\epsilon}, \quad (83)$$

где  $\eta_\epsilon$  - коэффициент использования вертикальных заземлителей определяется по /4, с. 413/

$$r_\epsilon = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (84)$$

где  $\rho_{расч}$  - расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$l$  - длина стержня, м;

$d$  - диаметр стержня, м;

$t$  - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, м.

Сопротивление одного вертикального заземлителя (стержня длиной 3 м., диаметром 18 мм при):

$$\rho_{расч} = k_c \cdot \rho,$$

где  $k_c$  - определяется по таблице 8.2, /4/, принимается равным 1,25;

$\rho$  - удельное сопротивление грунта при нормальной влажности равно  $\rho = 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

$$\rho_{расч} = 1,25 \cdot 500 = 625 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$r_\epsilon = \frac{625}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,018} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 88,76 \text{ Ом}$$

$$n_B = \frac{88,76}{5,01 \cdot 0,6} = 23,5$$

Принимаются к установке 24 вертикальных заземлителя.

Для сравнения производится проверка расчетного сопротивления заземлителя с сопротивлением допустимым 4 Ом:

$$R = \frac{R_g \cdot R_z}{n_z \cdot R_g + n_g \cdot R_z}, \quad (85)$$

$$R = \frac{19,87 \cdot 88,76}{1 \cdot 19,87 + 24 \cdot 88,76} = 0,81 \text{ Ом}$$

$$0,81 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$$

Таким образом выбранный заземлитель удовлетворяет условию

## 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Надёжность СЭС оценивается с помощью показателей надёжности элементов энергосистем. Показатели надёжности (ПН) элементов энергосистем предназначены для сравнительных расчетов и оценок надёжности энергосистем, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки, сравнительной оценки уровня надёжности электроустановок и линий электропередачи в различных схемах и условиях эксплуатации, определения целесообразности и эффективности мероприятий и средств повышения надёжности и совершенствования системы планово-предупредительных ремонтов, нормирования резервов оборудования, материалов, запасных частей. Показатели надёжности не следует использовать для оценки надёжности отдельных видов оборудования [11].

В качестве основных показателей надёжности приняты:

- параметр потока отказов  $\omega$ , 1/год;
- среднее время восстановления  $T_B$ , ч;
- продолжительность ремонтов (планового, текущего, капитального)  $T_P$ , ч;
- частота ремонтов (планового, капитального, текущего)  $\mu$ , 1/год.

Для линий электропередач используются также показатели надёжности:

- среднее число преднамеренных отключений  $\mu$ , 1/год;
- среднее время простоя при преднамеренных отключениях  $T_P$ , ч.

Для выключателей:

$a_{оп}, a_{кз}$  — относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях и КЗ соответственно.

Все элементы, оказывающие непосредственное влияние на надёжность ТП 10/0,4 кВ показаны на схеме замещения для исходной схемы, все элементы схемы пронумерованы.

Для расчета показателей надежности используется схема электроснабжения стартового комплекса КЦ «Восточный». В качестве ремонтного режима принимается отключение одной из систем шин на ЦРП 10 кВ.

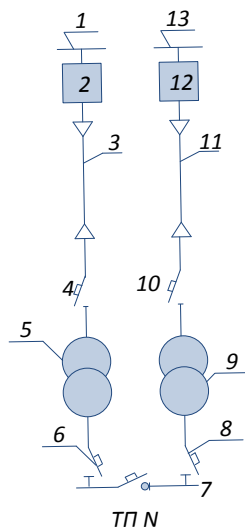


Рисунок 5– Схема замещения для расчета надежности

### 10.1 Составление схемы замещения

Покажем схему замещения для нормального режима исходной схемы на рисунке 6, пронумеровав элементы согласно рисунку .

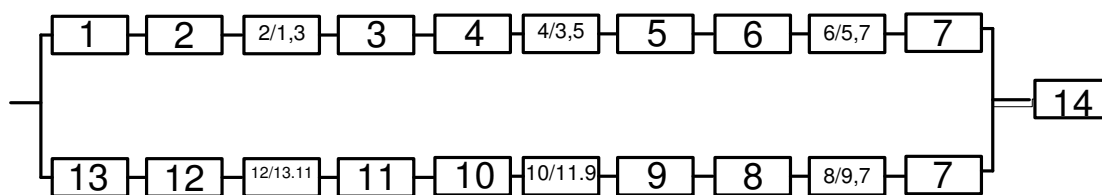


Рисунок 6– Схема замещения для нормального режима

Схема будет выглядеть как 15 последовательно подключенных ТП.

Каждый элемент однолинейной электрической схемы вводится своим элементом показателя вероятности отказа элемента. Вероятность отказа выключателей вводится моделью выключателя, где учитывается смежные элементы и их устройства РЗиА, а также оперативные переключения выключателем.

Исходные данные сведены в таблицу 28.

Таблица 28– Показатели надежности элементов схемы

Элемент	Параметр потока отказов, $\omega$ (1/год·км)	Среднее время восстановления, $\bar{t}_B$ , ч	Средняя частота капитальных ремонтов $\omega_{пл}^{kap}$ , 1/год	Средняя продолжительность капитального ремонта, $t$ , ч
Выключатель 10 кВ	0,01	11	0,2	24
Трансформатор 10/0,4 кВ	0,016	50	0,166	150
Автомат. выкл-ль 0,4 кВ	0,02	4	0,33	10
Кабельная линия 10 кВ	0,075	16	1	2
Секции шин 0,4 кВ	0,03	7	0,166	5
Дифференциальная защита шин	0,42	0,25		

Для выключателей и автоматов:

- вероятность отказа на коммутационную операцию -  $a_{он} = 0,002$  о.е.;

- вероятность отказа при отключении КЗ -  $a_{авт} = 0,027$  о.е.

Время оперативных переключений принимаем  $T_{o.n.} = 1,5$  ч.

Количество оперативных переключений  $N_{o.n.} = 2$  для выключателей

Для кабельных линий 10 кВ параметр  $\alpha$ , с помощью которого определяется средняя частота неустойчивых отказов = 2.

Вероятность отказа АВР  $q_{ABP} = 0,003$ .

Схема электроснабжения СК- радиальная.. При эквивалентировании цепочка из 15 последовательно присоединенных элементов, состоящих из двух цепей, питающихся от разных источников соединенных параллельно.

## 10.2 Расчет показателей надежности в нормальном режиме

Определим вероятности отказов всех элементов по формуле:

$$q_i = \frac{\omega \cdot T_B}{T_z} \quad (86)$$

Вероятность безотказной работы определяем как:

$$p = 1 - q \quad (87)$$

Покажем пример определения вероятности отказа и вероятности безотказной работы на выключателе 10 кВ:

$$q_{\text{выкл}2} = \frac{\omega_{\text{выкл}2} \cdot T_{\text{Вкл}}}{8760} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,324 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{\text{кл}1} = 1 - q_{\text{кл}1} = 1 - 1,14 \cdot 10^{-5} = 0,999988$$

Расчет вероятности отказов остальных элементов схемы производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 29 .

Таблица 29 – Вероятности отказа элементов

Элемент	Вероятность отказа, q	Вероятность безотказной работы, p
Выключатель 10 кВ	$1,324 \cdot 10^{-5}$	0,9999676
Трансформатор 10/0,4 кВ	$9,13 \cdot 10^{-5}$	0,999087
Автомат. выкл-ль 0,4 кВ	$9,817 \cdot 10^{-6}$	0,99990183
Кабельная линия 10 кВ	$6,421 \cdot 10^{-5}$	0,99993579
Секции шин 0,4 кВ	$2,397 \cdot 10^{-5}$	0,999976

Параметры потока отказа линии определяются следующим образом:

$$\omega_{\text{к.л.}} = \omega_{\text{уст.}} + \omega_{\text{неуст.}} \quad (88)$$

где  $\omega_{\text{уст.}}$  – средняя частота устойчивых отказов линии,  $\omega_{\text{уст.}} = \omega \cdot l_{\text{к.л.}}$  ;

$\omega_{\text{неуст.}}$  – средняя частота неустойчивых отказов линии,  $\omega_{\text{неуст.}} = \alpha \cdot \omega_{\text{уст.}}$  .

Составляется модель выключателя, по которой определяются параметры потока отказа выключателей и автоматов.

$$\omega_{\text{в}} = \omega_{\text{ст}} + a_{\text{авт}} \cdot (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{\text{см}i} \cdot \sum_{j=1}^m \omega_{\text{р.з.}j} + a_{\text{о.н.}} \cdot N_{\text{о.н.}}, \quad (89)$$

где  $\omega_{\text{ст}}$  – средняя частота отказов в статическом состоянии;

$a_{\text{авт}}$  – относительная частота отказа при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента;

$a$  – показатель наличия АПВ (0 или 1);

$K_{\text{АПВ}}$  – относительная частота неустойчивых действий АПВ, определяется по формуле:

$$K_{\text{АПВ}} = \frac{\omega_{\text{уст}}}{\omega_{\text{к.л.}}}; \quad (90)$$

$\sum_{i=1}^n \omega_{\text{см}i}$  – сумма средних частот отказа смежных с выключателем элементов;

$a_{\text{о.н.}}$  – число оперативных переключений;

$\sum_{j=1}^m \omega_{\text{р.з.}j}$  – средняя частота отказов основных релейных защит, действующих на выключатель;

$N_{\text{о.н.}}$  – число оперативных переключений в год.

Смежные элементы определяются по формуле модели отказа выключателя:

$$q_{\text{в}} = \omega_{\text{ст}} \cdot t_{\text{в}} + a_{\text{авт}} \cdot (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \sum_{i=1}^n (\omega_{\text{см}i} \cdot t_{\text{в}i}) \cdot \sum_{j=1}^m (\omega_{\text{р.з.}j} \cdot t_{\text{р.з.}j}) + a_{\text{о.н.}} \cdot N_{\text{о.н.}} \cdot T_{\text{о.н.}},$$

где  $t_{\text{в}}$  – среднее время восстановления выключателя (автомата), ч;

$t_{\text{см}i}$  – среднее время восстановления смежных элементов, ч;

$t_{\text{р.з.}j}$  – время шунтирования выключателей (автоматов) релейной защитой, ч;

$T_{\text{о.н.}}$  – длительность оперативных переключений.

Расчет параметров потока отказов линий и выключателей (автоматов) приведен в приложении В.

Расчетную схему замещения эквивалентизируют, приводя к виду рисунка

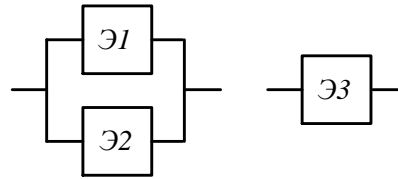


Рисунок 7 – Эквивалентирование схемы

Параметры потока отказов эквивалентных последовательных элементов определяют по формуле:

$$\omega_{\text{эkv}} = \sum_{i=1}^n \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб.}}, \quad (92)$$

где  $\omega_i$  – средняя частота отказов элементов схемы замещения;

$\omega_{\text{пр.наиб.}}$  – параметр потока отказа преднамеренно отключенного элемента, наибольший по времени  $t_{\text{пр.наиб.}}$ .

$$q_{\text{эkv}} = \sum_{i=1}^n q_i + q_{\text{пр.наиб.}}, \quad (93)$$

где  $q_i$  – вероятности отказов элементов последовательного участка схемы замещения;

$q_{\text{пр.наиб.}}$  – вероятность преднамеренного отключения элемента, определяется по формуле:

$$q_{\text{пр.наиб.}} = \omega_{\text{пр.наиб.}} \cdot t_{\text{пр.наиб.}}, \quad (94)$$

где  $t_{\text{пр.наиб.}}$  – наибольшее время капитального ремонта элемента, ч.

Для эквивалентных ветвей определяется время восстановления:

$$t_{\text{в.эkv.}} = \frac{q_{\text{эkv}}}{\omega_{\text{эkv}} - \omega_{\text{пр.наиб.}}}. \quad (95)$$

Получившееся параллельные элементы эквивалентизируют одним элементом, параметры потока отказа которого определяются по формулам:



$$\omega_{эвб} = \omega_{эвб1} \cdot \omega_{эвб2} \cdot t_{в.эвб2} + (\omega_{эвб1} - \omega_{нр.наиб.1}) \cdot \omega_{нр.наиб.2} \cdot t_{нр.наиб2} + \\ + \omega_{эвб2} \cdot \omega_{эвб1} \cdot t_{в.эвб1} + (\omega_{эвб2} - \omega_{нр.наиб.2}) \cdot \omega_{нр.наиб.1} \cdot t_{нр.наиб1} ; \quad (96)$$

$$q_{эвб1} = q_1 \cdot q_2 + k_{нр1} q_{нр.наиб.1} \cdot q_2 + k_{нр2} q_{нр.наиб.2} \cdot q_1, \quad (97)$$

где  $k_{нрi}$  – коэффициент преднамеренных отключений эквивалентной цепи, определяется по формуле:

$$k_{нрi} = 1 - e^{-t_{нр.наиб.i} / t_{вi}}. \quad (98)$$

Время работы системы в целом определяется по формуле:

$$t_{p.c} = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}. \quad (99)$$

Подробный расчет надежности системы показан в приложении В.

### 10.3 Расчет показателей надежности схемы с учетом АВР

АВР в данной сети установлен на автоматах НН всех проектируемых трансформаторных ПС.

Вероятность отказа системы определяется по формуле полной вероятности:

$$q_c = q(S / A_1 A_2) p(A_1) p(A_2) + q(S / A_1 \bar{A}_2) q(A_1) p(A_2) + \\ + q(S / A_1 \bar{A}_2) p(A_1) q(A_2) + q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) q(A_1) q(A_2), \quad (100)$$

где  $q(S / A_1 A_2)$  - условная вероятность отказа системы при отсутствии отказа аппаратуры, определяется из расчета надежности системы

$q(S / A_1 \bar{A}_2)$  - условная вероятность отказа системы при отказе в отключении отказавшего элемента, равна 0,5 для 2 питающих линиях;

$q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2)$  - условная вероятность отказа системы при отказе во включении резервного элемента, равна 0,5;

$q(S / \overline{A_1 A_2})$  - условная вероятность отказа системы при совпадении в отключении поврежденного элемента и во включении резервного элемента, = 0,5;

$p(A_1)$  - вероятность отсутствия отказа в отключении;

$p(A_2)$  - вероятность отсутствия отказа во включении.

Событие  $A_1$  - выключатель и релейная защита, действующая на него;

$A_2$  - секционный выключатель и АВР в рабочем состоянии.

Расчет представлен для АВР на ВТП 1:

$$q(A_1) = q_{B10'} + q_{B10} = 1,256 \cdot 10^{-5} \quad (101)$$

$$q(A_2) = q_{B10} + q_{ABP} = 4,318 \cdot 10^{-3} \quad (102)$$

$$q_{cABP} = q_c \cdot (1 - q_{A1}) \cdot (1 - q_{A2}) + 0,5 \cdot (1 - q_{A1}) \cdot q_{A2} + 0,5 \cdot q_{A1} \cdot (1 - q_{A2}) + 0,5 \cdot q_{A1} \cdot q_{A2} = 1,526 \cdot 10^{-3} \quad (103)$$

Среднее время безотказной работы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,437} = 2,1 \text{ лет} \quad (104)$$

$$K_{ПС} = q_{cABP10} = 1,526 \cdot 10^{-3} \text{ года} \quad (105)$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\omega_c} \cdot T_c = \frac{1,5 \cdot 10^{-4}}{0,0234} \cdot 8760 = 11,25 \quad (106)$$

Подробный расчет надежности сети с учетом АВР представлен в приложении В.

#### 10.4 Расчет показателей надежности в ремонтном режиме

Эквивалентирование схемы и определение параметров схемы замещения аналогично схеме нормального режима. В ремонтном режиме устройство АВР отключено. Определяем вероятность отказа и безотказной

работы схемы, состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов.

В результате расчета получается:

$$q_{\text{эп1}} = 4,318 \cdot 10^{-3}, \quad q_{\text{эп2}} = 4,318 \cdot 10^{-3} \quad \omega_{\text{эп1}} = 1,611 \cdot 10^{-3}$$

Среднее время безотказной работы каждой цепи:

$$T_{\text{CP}} = \frac{1}{\omega_{\text{CP}}} = \frac{1}{0,01611} = 62,1 \text{ года}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{BC}} = \frac{K_{\text{ПСР}}}{\omega_{\text{CP}}} \cdot 8760 = \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,01611} \cdot 8760 = 10,14 \text{ часа}$$

Таким образом, рассчитаны показатели надежности системы электроснабжения СК, выводы которого приведены в таблице 30.

Таблица –30 Рассчитанные показатели надежности СЭС

Режим работы сети	Нормальный режим с учетом АВР	Ремонтный режим
$\omega$	$1,611 \cdot 10^{-3}$	$4,318 \cdot 10^{-3}$
$q$	$1,256 \cdot 10^{-5}$	$2,081 \cdot 10^{-3}$

Оценка надежности показала, насколько надежна спроектированная система, с учетом установки современного оборудования.

## 12. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ РАБОТЫ ПО ЭКОНОМИИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Бережное расходование природных богатств России, главными из которых являются уникальные запасы органического топлива – нефти, газа, разнообразных сортов угля, позволит сэкономленные энергоносители поставить на мировой энергетический рынок, и эти «нефтедоллары» помогут стране скорее выйти из экономического кризиса.

Очень велика роль промышленной энергетики в решении этих глобальных задач, хотя, не являясь единой отраслью, она не может централизованно проводить единую энергосберегающую политику. Здесь, вероятно, потребуется разработка и осуществление национальной комплексной программы с ресурсным обеспечением, как это сделано почти во всех развитых странах. Там результаты энергосбережения превзошли все ожидания: энергоемкость национального дохода была снижена на 15-25 %.

Рыночная экономика по своей природе стимулирует рациональное энергоиспользование, поскольку при высоких ценах очень сильно выросли затраты на энергию в себестоимости промышленной продукции. Так в машиностроении они составляли 1 % и менее, а сейчас измеряются десятками (до 30 %). Очевидно, что энергосбережение в промышленности становится важнейшей и первоочередной экономической задачей, решение которой не только повысит конкурентоспособность предприятия на рынке при стабилизации российской экономики, но может помочь многим предприятиям выйти из нынешней кризисной ситуации.

Несмотря на прежнее централизованное управление энергоэкономические мероприятия в промышленности носили случайный и разрозненный характер, рапорты об экономии энергоресурсов, как правило, не соответствовали действительности, планы энергосберегающих мероприятий не выполнялись, что было трудно проверить при плохой организации внутриводского энергетического учета. По-видимому, сегодня такое положение невыгодно самим предприятиям и должно исправляться на

базе современных технических и организационно-экономических разработок отечественной и зарубежной науки.

Наиболее эффективно энергосбережение на предприятиях при комплексном решении технических, технико-экономических и организационных вопросов, относящихся ко всей энергетике предприятия - к системам энергоснабжения и энергоиспользования - и к управлению энергетическим хозяйством. Технико-экономические и организационные проблемы заключены в совершенствовании выполнения функций управления.

Основные технические проблемы промышленной энергетики и пути их решения на предприятиях заключены в следующих направлениях:

- 1) замена оборудования (техническое перевооружение), видов энергии, энергоносителей, обрабатываемых материалов наиболее выгодными, имеющими лучшие технические, энергетические и технико-экономические показатели;
- 2) модернизация промышленного оборудования, особенно технологических аппаратов, с повышением полезного использования энергии в них и сокращением потерь, прежде всего энергетических;
- 3) интенсификация производственных процессов с повышением загрузки технологического оборудования и, соответственно, снижением удельных энергозатрат на единицу продукции, полупродукта, сырья, обрабатываемого материала, на работу или операцию;
- 4) введение дополнительных устройств - дооборудование технологических энергоиспользующих установок и процессов при улучшенном оснащении, установке дополнительного, в том числе вспомогательного оборудования, приборов и автоматики для оптимизации производства и сокращения удельных энергозатрат;
- 5) изменение рабочих параметров оборудования и энергии в целях улучшения технико-экономических показателей производственных процессов;

- 6) улучшение использования энергии внутри технологических энергоиспользующих установок, сокращение прямых потерь и соответственное повышение КПИ;
- 7) улучшение использования ВЭР;
- 8) повышение надежности энергоснабжения и работы энергооборудования в целях предотвращения аварийных остановов и простоев, связанных с материальными и энергетическими потерями.

Эти направления относятся к конкретным элементам энергетики промышленного предприятия в системах энергоснабжения и энергоиспользования, где в энергетическое хозяйство предприятия входит все энергоснабжение и частично энергоиспользование - энергоприемники технологических установок, обслуживаемые энергетиками.

Вся область проведения энергосберегающих мероприятий, классифицированная по их направлениям и элементам заводской энергетики, показана в табл. 31, где каждая клетка со знаком «+» означает группу мероприятий, например «Модернизация заводских источников энергии» или «Повышение надежности энергоприемников» и т. д. Если сочетание направления и элемента не имеет смысла (например, «Дополнительные устройства» и «Обрабатываемый материал»), в клетке стоит знак «-».

Матрица табл. 31 представляет собой трафарет, с помощью которого намечаем достаточно полный перечень энергосберегающих мероприятий, исходя из технического состояния и сегодняшних характеристик экономичности по каждой единице энергооборудования, в каждом элементе промышленной энергетики на КЦ «Восточном»

Технико-экономические расчеты, которые могут проводиться по методическим положениям, приведенным ниже, позволят определить экономический эффект каждого мероприятия. По этому эффекту, а также по различным экономико-технологическим соображениям (наличию средств, оборудования, возможности остановки производства и другим) следует

ранжировать намеченные мероприятия по очередности и срокам их выполнения, т. е. составить перспективный план энергосбережения.

Таблица 31 – Основные направления энергосбережения на КЦ «Восточном»

Системы энергетики предприятия	Элементы систем электроснабжения и энергоиспользования		Замена	Модернизация	Интенсификация	Дополнительные устройства	Изменение параметров	Улучшение использования энергоресурсов		Повышение надежности
								Внутри агрегатов	Вне агрегатов (ВЭР)	
Система электроснабжения	Энергохозяйство предприятия	Заводские источники энергии	+	+	-	-	+	-	-	-
		Заводские преобразователи энергии	+	+	-	-	-	-	-	+
		Заводские энергетические коммуникации	-	-	-	-	+	-	-	+
		Энергия, подводимая к технологической энергоиспользующей установке	-	-	-	-	-	+	+	+
		Энергоприемник технологической энергоиспользующей установки	+	+	-	-	-	-	-	-
Система энергоиспользования	Устройство передачи энергии из энергоприемника в технологический аппарат		+	-	-	-	+	-	-	-
	Промежуточный внутриагрегатный энергоноситель		-	-	-	-	-	-	-	-
	Технологический аппарат		+	+	-	-	+	-	-	-

Наиболее эффективна замена старого оборудования на новое, прогрессивное и экономичное, т. е. техническое перевооружение, затрагивающее основное производство и энергетику предприятия и требующее солидных инвестиций. Другие направления энергосбережения, хотя в большинстве случаев менее эффективны, но и менее капиталоемки, и могут реализовываться собственными силами. Об этом свидетельствуют данные Мировой энергетической конференции (МИРЭК): 5-10 % экономии энергоресурсов можно получить сравнительно просто; следующие 5-10 %

значительных затрат; а получение дальнейшей экономии в 20 % уже связано с большими капиталовложениями.

Экономическая сущность технического перевооружения - компенсация физического и морального износа оборудования. Замена изношенного оборудования не требует обоснования, поскольку оно снижает надежность работы, требует повышенных затрат на ремонтное обслуживание и имеет низкие эксплуатационные характеристики.

Оценка морального износа значительно сложнее, и замена оборудования по этому показателю требует экономического обоснования. В общем виде степень морального износа  $M_u$ , %, вычисляется так:

$$M_u = \frac{I_\delta - I_{cp}}{K_{cp} \cdot E_H} \cdot 100, \quad (107)$$

где  $I_\delta$  - ежегодные издержки на действующем оборудовании (без учета амортизационных отчислений), руб/год;

$I_{cp}$  - среднеотраслевые издержки по данной группе оборудования, руб/год;  $K_{cp}$  - среднеотраслевые капитальные затраты на воспроизводство данного оборудования, руб;

$E_H$  - нормативный коэффициент экономической эффективности, равен банковской процентной ставке, (руб/год)/руб.

Применительно к энергетической оценке морального износа  $M_{u.э}$ , %, формула (1) может быть трансформирована:

$$M_{u.э} = \frac{(b_\delta - b_{cp}) \cdot \Pi \cdot C_T}{K_{об} \cdot E_H} \cdot 100, \quad (108)$$

где  $b_\delta$  - удельный расход энергии (в условном топливе) на данном оборудовании, т у.т./ед. продукции;

$b_{cp}$  - то же среднеотраслевой;

$\Pi$  - годовой выпуск продукции на данном оборудовании, ед. продукции/год;  $C_T$  - цена топлива или тариф на используемую энергию, пересчитанный на 1 т у.т., для данного региона, руб/т у.т.;



$K_{об}$  - капиталовложения в оборудование, руб.

При отсутствии уточненных исходных данных по КЦ «Восточному» расчет будет показан в описательном виде.

Числитель дроби в формуле (108) - это превышение энергетической составляющей издержек по сравнению со среднеотраслевой величиной. Так по формуле можно определить сравнительную степень морального износа оборудования и наметить очередность технического перевооружения по этому показателю. Замена могут подлежать также: виды энергии при выборе наиболее рационального энергоносителя для производственных процессов; способ передачи энергии из энергоприемника в технологический аппарат (например, замена редуктора, регулирующего частоту вращения, на тиристорный электропривод); вид и качество материала в целях снижения энергозатрат на его обработку (например, повышение концентрации растворов, дробление или агломерирование материалов, применение пластмасс вместо металлов и др.).

Модернизация энергетического и технологического оборудования также компенсирует моральный износ, ее эффективность иногда выше, чем перевооружение, за счет существенно меньших капитальных затрат и при осуществлении своими силами. Ее эффективность  $\mathcal{E}$ , руб/год, может рассчитываться по значению экономии энергоресурсов, а также при снижении других эксплуатационных затрат:

$$\mathcal{E} = (b_{\bar{o}} - b_m) \cdot \Pi \cdot \Pi_T + dII_m - dII_a - E_H \cdot K_m, \quad (109)$$

где  $b_{\bar{o}}$  и  $b_m$  - удельные расходы энергоресурсов (в условном топливе) на базовом и модернизированном оборудовании, т/ед.продукции;

$dII_m$  - снижение эксплуатационных расходов (кроме энергетических затрат) после модернизации, руб/год;

$dII_a = a \cdot K_m$  - рост амортизационных отчислений при увеличившейся балансовой стоимости модернизированного оборудования ( $a$  - норма амортизации), руб/год;

$K_m$  - капитальные затраты на модернизацию, руб.

Интенсификация производственных процессов должна выражаться в увеличении производительности установок без существенных изменений конструкции, за счет либо ускорения технологических и других производственных процессов, либо за счет их лучшей организации, либо при использовании прогрессивных материалов. Как правило, интенсификация процессов должна вести к повышенному, ускоренному физическому износу оборудования, что оправдано, если уравниваются сроки физического и морального износа, но может привести к быстрому выходу оборудования из строя, если интенсификация не сопровождается усиленной профилактикой и повышенным ремонтным обслуживанием. Экономическим выражением ее эффекта должно быть снижение себестоимости выпускаемой продукции, руб/год, за счет уменьшения условно-постоянных расходов:

$$\mathcal{E} = [s(n)_{\delta} - s(n)_u] \cdot \Pi_u - dII_a - dII_p - E_H \cdot K_u, \quad (110)$$

где  $s(n)_{\delta}$  и  $s(n)_u$  - условно-постоянные расходы в себестоимости продукции в базовом и интенсифицированном режимах работы оборудования, руб/ед. продукции;

$\Pi_u$  - годовая производительность после интенсификации, ед. продукции/год;  $dII_a$  - увеличение амортизационных отчислений после интенсификации при повышении нормы амортизации, руб/год,

$$dII_a = [a_u - a_{\delta}] \cdot K_{\delta} + a_u \cdot K_u, \quad (111)$$

где  $a_u$  и  $a_{\delta}$  - нормы амортизации в базовом и интенсифицированном режимах работы оборудования;

$K_{\delta}$  - балансовая стоимость оборудования, руб;

$K_u$  - капитальные затраты на интенсификацию режима, руб.

Если выделить энергетическую составляющую в себестоимости промышленной продукции, формула (4) примет вид:

$$\mathcal{E} = [b_{\delta} - b_u] \cdot \Pi_u \cdot C_T + [s(n\delta)_{\delta} - s(n\delta)_u] \cdot \Pi_u - dII_a - dII_p - E_H \cdot K_u, \quad (112)$$

где  $b_{\delta}$  и  $b_u$  - удельные расходы энергоресурсов (в условном топливе) в базовом и интенсифицированном режимах работы, т у.т/ед. продукции;

$s(n\delta)_{\delta}$  и  $s(n\delta)_u$  - условно-постоянная составляющая себестоимости без энергетической части в базовом и интенсифицированном режимах работы, руб/ед. продукции.

Введение дополнительных устройств в целях повышения производительности или улучшения режимов связано с совершенствованием производственных процессов при таких вариантах его реализации:

- 1) установка дополнительного оборудования (основного или вспомогательного) для упорядочения производственного процесса, так называемая «расшивка узких мест», лимитировавших общую производительность участка, цеха, предприятия;
- 2) установка дополнительного энергетического оборудования и устройств для улучшения энергообеспечения потребителей, в том числе для повышения качества (надежности) энергоснабжения - местная, локальная реконструкция энергохозяйства;
- 3) установка устройств, управляющих процессами основного и энергетического производства, в том числе при выработке, передаче и потреблении энергоресурсов, оптимизирующих их и сокращающих потери и затраты энергии - автоматизация процессов, улучшение приборного учета, введение устройств местного или централизованного контроля и регулирования и т.п.

В первом и втором вариантах энергоэкономическая оценка может производиться так же, как при модернизации оборудования, в третьем - как для интенсификации производственных процессов.

Изменение параметров оборудования и энергии, как правило, должно привести к интенсификации производства, и экономическая оценка проводится по тем же показателям. Для основного технологического оборудования это возможно как по интенсивности (увеличение загрузки, заполнения аппаратов, повышение скорости процессов), так и по

экстенсивности - для периодических процессов (увеличение времени работы, снижение простоев, в том числе под загрузкой и выгрузкой, сокращение холостых ходов и т.п.). Изменение параметров в энергетике предприятия связано либо с увеличением загрузки энергооборудования, например двигателей; либо с повышением параметров энергии, в частности, давно предлагаемый перевод внутриводского электроснабжения на напряжение 660 В; либо с изменением схем преобразования энергии - тиристорные преобразователи частоты тока взамен мотор-генераторов. В ряде случаев для производственных процессов выгодно изменять вид энергии, тогда оценка может проводиться как при модернизации оборудования, либо как при выборе наиболее рациональных энергоносителей.

Повышение полезного использования энергии в технологических установках достигается и при техническом перевооружении, и при модернизации, и при интенсификации процессов. Однако возможно улучшение внутриагрегатного использования энергии на действующем оборудовании при осуществлении сравнительно простых мер. Примером может служить нормализация энергозатрат по результатам энергоэкономического анализа с сокращением эксплуатационных и режимных потерь и соответствующим повышением КПД и КПИ. Это достигается почти исключительно организационными мерами, при жестком соблюдении технологической и энергетической дисциплины, редко требует капитальных затрат. Такие затраты могут понадобиться на следующей ступени энергоэкономического совершенствования - при рационализации энергоиспользования.

Экономический эффект, руб/год, подобных мероприятий может быть подсчитан так:

$$\mathcal{E} = C_{\mathcal{E}} \cdot [b(\partial o) - b(no)] \cdot P(no) - dI_{pe} - E_H \cdot K_H, \quad (113)$$

где  $C_{\mathcal{E}}$  - цена (тариф) энергии, руб/т у.т., руб/кВт.ч, руб/Гкал, руб/ГДж;

$b(\partial o)$  и  $b(no)$  - удельные расходы энергии до и после нормализации (или рационализации) энергоиспользования, т у.т., кВт. ч, Гкал, ГДж на единицу продукции;

$\Pi(no)$  - объем производства после нормализации процесса, ед. продукции/ год;

$dI_{рег}$  - возможные дополнительные годовые издержки по оптимальному регулированию процесса, руб/год;

$K_n$  - возможные единовременные (капитальные) затраты на мероприятие, руб.

Меры по рационализации энергоиспользования в технологии разнообразны и принципиально возможны на любом оборудовании, в любом процессе. Однако необходимо учитывать технологические требования в сочетании с энергетическими, и потому такие мероприятия разрабатываются и осуществляются в тесном сотрудничестве технологов и энергетиков при обязательной технико-экономической оценке технологических, энергетических и других последствий.

Использование ВЭР практически не изменяет общий расход энергии в агрегате-источнике ВЭР, а экономия энергии достигается в замещаемых энергетических установках.

Повышение надежности энергоснабжения и работы энергооборудования должно предотвратить экономический ущерб от аварийных остановок производства, особенно непрерывного (в химии, нефтехимии, металлургии и прочих), сопровождающихся также значительными энергетическими потерями из-за:

- продукции, пошедшей в брак, на изготовление которой уже затрачена энергия;
- порчи оборудования, на ремонт которого должны быть затрачены материалы, труд и энергия;
- прямых потерь энергоносителей, например при аварийном сливе конденсата;

- энергозатрат на пуск оборудования после аварийного простоя, причем при этих пусках какое-то, иногда довольно продолжительное время идет работа на холостом ходу и др.

Экономический эффект от повышения надежности энергоснабжения и энергооборудования  $\mathcal{E}_H$ , руб/год, определяется сопоставлением дополнительных капиталовложений, требующихся для этого  $K_H$ , руб, дополнительных расходов при эксплуатации устройств, повышающих надежность  $I_H$ , руб/год, с величиной предотвращаемого среднего экономического ущерба от перерывов энергопитания  $Y_o$ , руб/год, помноженного на параметр потока отказов в системе энергоснабжения  $\omega$ :

$$\mathcal{E}_H = Y_o \cdot \omega - (E_H \cdot K_H + I_H), \quad (114)$$

Итак, экономические оценки эффективности энергосберегающих мероприятий могут проводиться по формулам (107)-(114). В большинстве случаев здесь вычисляется эффект в денежном выражении, причем он относится не к энергохозяйству, а ко всему промышленному предприятию. Это еще раз доказывает экономическое и технологическое единство основного промышленного производства и промышленной энергетики.

Энергосберегающая политика может и должна стать экономическим рычагом для успешной, конкурентоспособной деятельности предприятия на рынке, где с ее помощью можно получить дополнительную прибыль. Наиболее эффективно эта политика проводится при организации внутрипроизводственного коммерческого расчета и системы экономических претензий энергослужбы в отношениях с заводскими потребителями энергии и энергетических услуг.

Таким образом, энергосбережение на каждом отдельно взятом промышленном предприятии является составной частью общегосударственной национальной энергосберегающей политики, которая, по-видимому, в ближайшие годы будет проводиться на основе целевой комплексной программы с ресурсным обеспечением;

независимо от общегосударственных задач должно принести экономике предприятия существенную пользу в виде дополнительной прибыли при снижении энергетической составляющей издержек промышленного производства;

может осуществляться при техническом перевооружении, модернизации оборудования, интенсификации процессов, введении дополнительных устройств, изменении параметров, повышении кпд и КПИ установок за счет сокращения энергетических потерь, использовании ВЭР и при повышении надежности энергоснабжения и работы энергооборудования;

конкретные мероприятия могут выявляться при осуществлении этих направлений в каждом элементе систем энергоснабжения и энергоиспользования, во всем энергетическом и энергоиспользующем комплексе (в энергетике) промышленного предприятия;

экономическая эффективность каждого энергосберегающего мероприятия должна быть определена технико-экономическими расчетами, в результате чего, а также по некоторым экономико-технологическим соображениям, можно составить перспективный план таких мероприятий с ресурсным обеспечением, ранжированный по срокам их осуществления.

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

При проектировании электрических сетей важной задачей является обеспечение безопасности использования всех объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования «Правил устройства электроустановок». В разделе безопасность и экологичность рассматривается вопрос безопасного проведения работ при сооружении кабельных линий и установке трансформаторных подстанций.

### 13.1 Безопасность

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции должна быть применена, по крайней мере, одна из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение, двойная изоляция.

Все линии электропередачи выполняются кабельными. Кабели прокладываются по коммуникационным проходным тоннелям, сооружениям и в земляных траншеях.

Принципиальная схема электроснабжения, план трасс проектируемых кабельных линий, раскладка по тоннелям и сооружениям приведены на прилагаемых чертежах.

При прокладке в коммуникационных проходных тоннелях и сооружениях кабельные линии 10 кВ выполняются не поддерживающими горение трехжильными кабелями с медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвБВнг-3х70/25-10, при прокладке в земле - трехжильными кабелями с медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвКП-3х70/25-10, предназначенными для прокладки в пучинистых грунтах. Концевые и соединительные муфты для кабельных линий приняты на основе термоусаживаемых изделий.

Сечения кабельных линий выбраны по допустимым токовым нагрузкам и проверены на термическую стойкость к токам короткого замыкания.



Сечения экранов кабельных линий выбраны по термической стойкости к токам короткого замыкания.

В проходных тоннелях и сооружениях Т1-Т13, Т15 кабели прокладываются по кабельным полкам и жестко закрепляются на всем протяжении трассы.

В сооружениях 4, 5, 6, 7, 10 прокладка кабелей выполняется по металлоконструкциям, устанавливаемым в кабельных каналах и по стенам сооружений в соответствии с требованиями ПУЭ, глава 2.3 «Кабельные линии напряжением до 220 кВ» и СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства». Противопожарная заделка проходов кабелей через стены и перекрытия производится согласно прилагаемым чертежам.

Заземление всех металлических конструкций выполняется путем присоединения их стальной полосой 4x40 мм к внутреннему контуру заземления сооружений согласно прилагаемым чертежам.

В земле кабели прокладываются в траншеях на глубине 0,7 м от спланированной отметки земли с защитой от механических повреждений плитами для закрытия кабелей (ПЗК).

При прокладке кабельных линий в земле руководствоваться ПУЭ гл. 2.3, материалами для проектирования серии А5-92 «Прокладка кабелей напряжением до 35 кВ в траншеях», а также следующими требованиями:

- при параллельной прокладке кабельных линий в одной траншее расстояние по горизонтали в свету между кабелями должно быть не менее 100 мм;

- при параллельной прокладке расстояние в свету от КЛ до инженерных коммуникаций (водопровод, канализация, газоснабжение низкого давления) должно быть не менее 1 м.

- при прокладке КЛ параллельно с теплопроводом расстояние в свету между кабелем и стенкой канала должно быть не менее 2 м.

- при пересечении кабельными линиями других кабелей электроснабжения, радиофикации, телефонизации они должны быть

разделены слоем земли не менее 0,5 м, а при пересечении трубопроводов расстояние между кабелями и трубопроводами должно быть не менее 0,5 м, расстояние можно уменьшить до 0,25 м при условии прокладки на участке пересечения не менее по 2 м в каждую сторону в ПНД трубах.

Расстояние в свету между корпусом кабельной муфты и ближайшим кабелем должно быть не менее 250 мм, между двумя муфтами разных кабельных линий - 2000 мм, кабели с обеих сторон уложить с запасом.

При пересечении кабельными линиями автодорог, их прокладка должна производиться в трубах, с выходом за кювет автодороги.

Рытье траншей для прокладки кабелей 10 кВ выполняется ручным способом. Грунты по сложности разработки относятся к III категории. После выполнения работ по прокладке кабелей удалить отходы строительных материалов и загрязненную почву.

### **13.2 Экологичность**

Передача и распределение электроэнергии на напряжении 0,38 – 110 кВ является безотходным процессом и не сопровождается вредными выбросами в окружающую среду (как воздушную, так и водную).

В данном проекте отсутствуют линии сверхвысокого напряжения, а линии 10 и 0,4 кВ не оказывают негативного воздействия на человека.

Защита окружающей среды от загрязнений на современном этапе помимо задачи повышения общественной производительности труда включает так же и задачу улучшения условий жизни человека, сохранение его здоровья.

Рассматривая вопрос экологичность, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести маслonaполненные трансформаторы. В данном проекте используются городские комплектные трансформаторные подстанции закрытого типа, которые маслоприемниками не оборудуются. Трансформаторы устанавливаются на специальные подставки, которые с

помощью анкерных болтов крепятся к полу помещения. Помещение выполнено в виде металлического корпуса, стены которого утеплены и проложен звукоизолирующий материал, тем самым КТП не оказывает шумовых воздействий.

### 13.3 Чрезвычайные ситуации

#### 13.3.1 Пожарная безопасность

Одним из важных вопросов является вопрос о пожарной безопасности. В качестве примера рассмотрим распределительный пункт, который является базовым распределительным пунктом снабжения электроэнергией проектируемого предприятия и прилегающего к нему района города.

Определяются основные размеры помещения РП и расстановку в нем оборудования. Расстановку оборудования и размеры помещения покажем на рисунке 23 приведенном ниже. Распределительный пункт расположен в одном помещении, имеет две секции шин, щит диспетчерского управления, щит телеуправления.

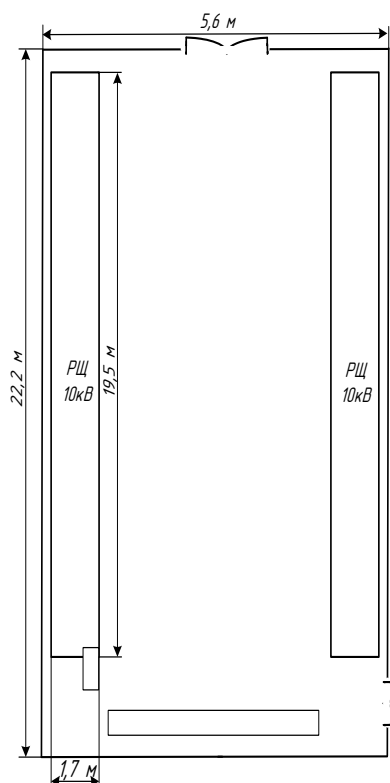


Рисунок 23 – План распределительного пункта

Пожара опасность включает в себя совокупность условий, способствующих возникновению и развитию пожара и определяют его масштабы и последствия.

Пожар – это неконтролируемое горение неспециального очага.

Причинами пожара могут быть:

- 1) Нарушение технологических режимов
- 2) Неисправное электрооборудование

Требование пожарной безопасности к электроустановкам:

Помещения, связанные с горением электроустановок относятся к классу Е, согласно /30, с.123/.

Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- 1) Применение негорючих или трудно горючих материалов;
- 2) Ограничение горючих веществ в помещении;
- 3) Ограничение распространения пожара:
  - Зонирование территорий;
  - Противопожарные разрывы;
  - Противопожарные преграды;
  - Применение средств пожаротушения;
  - Применение пожарной сигнализации;
  - Создание условий для эвакуации людей;
  - Применение противопожарной защиты.

Определим необходимое количество огнетушителей для РП

Расстояние от места очага пожара до места расположения огнетушителей согласно /30, с.124/ не должно превышать 20 метров. Количество огнетушителей на  $200\text{м}^2$  составляет, по /30/: 2 порошковых объемом 5л и 2 углекислотных объемом 5л, а также должен быть водопровод. Для РП общая площадь составляет  $124,32\text{м}^2$ . Для установки достаточно четырех огнетушителей. Размещение огнетушителей согласно /31/ должно соответствовать нормам ППБ 01 – 93. Установка на высоте не более 1,5м от

уровня пола до верхнего торца огнетушителя весом до 15 кг, на расстоянии от двери достаточным для полного открывания двери.

Для обеспечения места нахождения огнетушителей должны быть установлены знаки согласно ГОСТ 12.4.026 –2002. Знаки должны располагаться на видных местах на высоте 2 – 2,5м от уровня пола.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной работе был разработан вариант схемы электроснабжения стартового комплекса КЦ «Восточный». выбраны комплектные трансформаторные подстанции, источник питания и средства защиты и автоматики.

В ходе выполнения работы были решены следующие задачи: найден центр энергетических нагрузок, произведен расчет и выбор ТП предприятия, распределительного пункта и кабельных линий, на ЦРП ТП произведен выбор высоковольтных аппаратов и их проверка по термической и электродинамической стойкости. рассчитана надежность системы электроснабжения СК. рассчитаны уставки релейной защиты потребителей. Определены требуемые меры безопасности в области охраны окружающей среды, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Воротницкий В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях: анализ и опыт снижения. НТФ «Энергопрогресс», 2006.-104 стр. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 4(88).
2. РД 34.20.178. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения Дата актуализации: 01.12.2013г.
3. Гамазин С.И.(ред.) Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. Под общей редакцией профессоров МЭИ (ТУ) С.И. Гамазина, Б.И. Кудрина, С.А. Цырука М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 745 с. — ISBN 978-5-383-00420-3
4. ПУЭ, 7-е издание.
5. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2010. — 964 с.
6. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Под ред. Б.Н. Неклепаева. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 г. — 152 с.
7. Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. Изд. 2-е, дополн. — Москва, Высшая школа, 2006. — 255 с.
8. Козлов В.А. и др. Справочник по проектированию электроснабжения городов/В. А. Козлов, Н. И. Билик, Д. Л. Файбисович. –2-е изд., перераб. и доп.- Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. – 256 с.: ил.
9. Федоров, А.А., Стракова, Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных

предприятий: Учеб. пособие для вузов. / А.А. Федоров, Л.Е. Стракова – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.: ил.

10. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В двух томах. М., / А.А. Федоров - «Энергия». - 1972.

11.

12. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

13. Пастухов В.С. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения. Методические указания по курсовому проектированию. Владивосток: ДВГТУ, 2004. - 24 с.

14. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.

15. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

16. Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами от 01.01.2003.

17. ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

18. ГОСТ 12.1.033-81 (2001) ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения.

19. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

20. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2006. — 240 с: ил.



Таблица 2.1 – Результат расчета нагрузки 0,4 кВ

	Название цеха	$P_{ном, кВт}$	$K_c$	$\cos \varphi$	$I_{г \varphi}$	$P_p, кВт$	$Q_p, квар$	$S_p, кВА$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВТП 1-1							
	Рабочее освещение	40,87	0,90	0,92	0,43	36,78	15,67	39,98
	Аварийное освещение	42,71	1,00	0,92	0,43	42,71	18,19	46,42
	Розеточная сеть	19,05	0,80	0,90	0,48	15,24	7,38	16,93
	Вентиляция (рабочая)	86,18	0,80	0,88	0,54	68,94	37,21	78,35
	Вентиляция (резервная)	33,20	0,00	0,88	0,54	0,00	0,00	0,00
	Кондиционирование	9,44	0,80	0,90	0,48	7,55	3,66	8,39
	Электрообогрев (ОВ)	30,40	0,80	1,00	0,00	24,32	0,00	24,32
	Потребители ВК	85,42	0,80	0,90	0,48	68,34	33,10	75,93
	Электросушители (ТХ)	9,90	0,50	0,95	0,33	4,95	1,63	5,21
	Электротали	30,40	0,50	0,70	1,02	15,20	15,51	21,71
	Лифт	13,00	1,00	0,70	1,02	13,00	13,26	18,57
	Технология	275,62	0,80	0,90	0,48	220,50	106,79	245,00
	Электроколонки	295,50	0,50	0,80	0,75	147,75	110,81	184,69
	Оборудование связи	34,40	0,80	0,90	0,48	27,52	13,33	30,58
	Автоматика	4,00	1,00	0,90	0,48	4,00	1,94	4,44
	Пожарная сигнализация	2,70	1,00	0,90	0,48	2,70	1,31	3,00
	Сооружение 2	22,90	0,95	0,96	0,29	21,76	6,35	22,66
	Вентиляторы дымоудаления	134,55	0,80	0,88	0,54	107,64	58,10	122,32
	Лафетное пожаротушение	11,50	1,00	0,90	0,48	11,50	5,57	12,78
	Итого	1181,74				840,40	449,80	961,28
2	ВТП 1-2							
	Рабочее освещение	26,10	0,80	0,92	0,43	20,88	8,89	22,70
	Аварийное освещение	26,68	1,00	0,92	0,43	26,68	11,37	29,00
	Розеточная сеть	11,85	0,60	0,90	0,48	7,11	3,44	7,90
	Вентиляция (рабочая)	46,75	0,70	0,88	0,54	32,73	17,66	37,19
	Вентиляция (резервная)	20,26	0,00	0,88	0,54	0,00	0,00	0,00
	Кондиционирование	4,14	0,80	0,90	0,48	3,31	1,60	3,68
	Электрообогрев (ОВ)	36,40	0,70	1,00	0,00	25,48	0,00	25,48
	Потребители ВК	26,84	0,70	0,90	0,48	18,79	9,10	20,88
	Электросушители (ТХ)	9,90	0,50	0,95	0,33	4,95	1,63	5,21
	Насос пожарный, эл.задвижк	11,18	1,00	0,90	0,48	11,18	5,41	12,42
	Лифт	13,00	1,00	0,70	1,02	13,00	13,26	18,57
	Технология	291,20	0,75	0,90	0,48	218,40	105,78	242,67
	Электроколонки	186,00	0,50	0,80	0,75	93,00	69,75	116,25
	Технология КСПГ	77,30	0,80	0,85	0,62	61,84	38,32	72,75
	Автоматика	4,10	1,00	0,90	0,48	4,10	1,99	4,56
	Пожарная сигнализация	2,70	1,00	0,90	0,48	2,70	1,31	3,00
	Лафетное и газовое пожаротушение	7,50	1,00	0,90	0,48	7,50	3,63	8,33
	Сооружение 8	22,90	0,95	0,96	0,29	21,76	6,35	22,66
	Технология особой группы 1А	206,60	0,84	0,90	0,48	173,54	84,05	192,83
	Щиты каналов Т15, Т16	67,00	0,75	0,88	0,54	50,25	27,12	57,10
	Вентиляторы дымоудаления	142,85	0,80	0,88	0,54	114,28	61,68	129,86
	Итого	1241,25				911,47	472,35	1033,04
3	ВТП-1-3							
	ВЖСОТР	1416,00	1,00	0,95	0,33	1416,00	465,42	1490,53
4	ВТП 3							
	Рабочее освещение	80,37	0,70	0,92	0,43	56,26	23,97	61,15
	Аварийное освещение	43,85	1,00	0,92	0,43	43,85	18,68	47,66
	Бытовые потребители	78,62	0,50	0,90	0,48	39,31	19,04	43,68
	Бытовая розеточная сеть	38,00	0,50	0,90	0,48	19,00	9,20	21,11
	Водоснабжение и водотведение	151,50	0,60	0,85	0,62	90,90	56,33	106,94
	Компьютерная розеточная сеть	52,00	0,70	0,90	0,48	36,40	17,63	40,44
	Связь и сигнализация	62,70	0,70	0,90	0,48	43,89	21,26	48,77
	отопление, вентиляция, кондиционирование	448,51	0,60	0,85	0,62	269,11	166,78	316,60
	противопожарные системы	91,20	0,00	0,85	0,62	0,00	0,00	0,00
	автоматика	4,50	1,00	0,90	0,48	4,50	2,18	5,00

продолжение таблицы

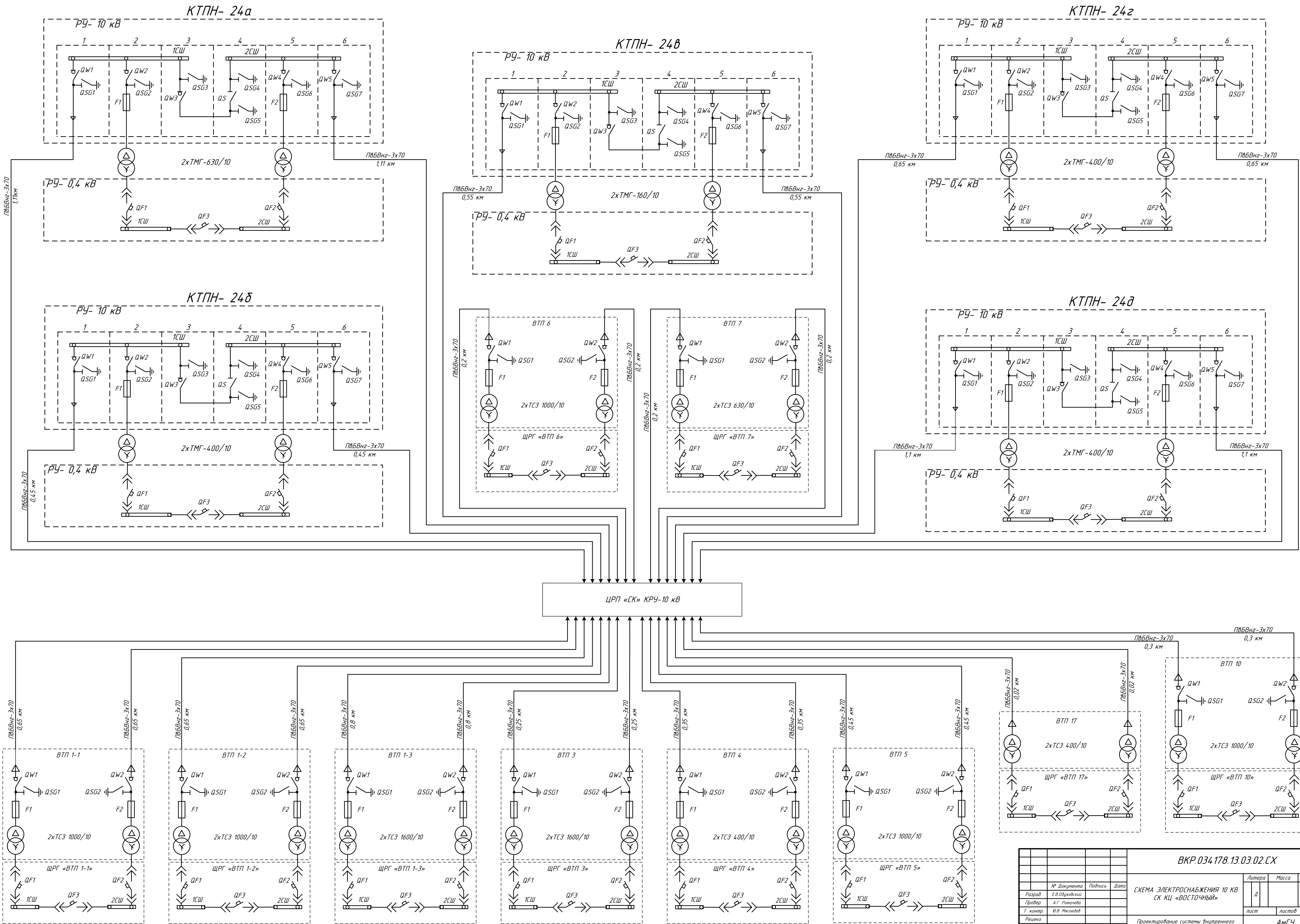
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	щиты питания проходных тоннелей Т5, т6, Т7	90,80	0,80	0,90	0,48	72,64	35,18	80,71
	технологическое оборудование первой категории	98,15	0,70	0,85	0,62	68,71	42,58	80,83
	технологическое оборудование категории особой группы	720,00	0,40	0,90	0,48	288,00	139,48	320,00
	холодоснабжение	309,60	0,70	0,85	0,62	216,72	134,31	254,96
	оборудование буфета	25,25	0,70	0,95	0,33	17,68	5,81	18,61
	итого	2295,05				1266,96	692,43	1446,46
5	ВТП 4							
	испаритель	160,00	0,80	1,00	0,00	128,00	0,00	128,00
	насосный агрегат	30,00	1,00	0,90	0,48	30,00	14,53	33,33
	оборудование ТХ	104,93	0,50	0,95	0,33	52,47	17,24	55,23
	потребитель особой группы 1А	57,80	0,83	0,90	0,48	47,97	23,23	53,30
	вентиляция	174,25	0,60	0,90	0,48	104,55	50,64	116,17
	водоснабжение и канализация	11,90	0,70	0,98	0,20	8,33	1,69	8,50
	отопление	3,00	0,70	1,00	0,00	2,10	0,00	2,10
	автоматика связь, газовое пожаротушение	6,90	1,00	0,95	0,33	6,90	2,27	7,26
	рабочее освещение	15,91	0,70	0,90	0,48	11,14	5,39	12,37
	аварийное освещение	15,60	1,00	0,90	0,48	15,60	7,56	17,33
	бытовая сеть	7,05	0,60	0,95	0,33	4,23	1,39	4,45
	оборудование проходных тоннелей (Т14)	141,20	0,78	0,90	0,48	110,14	53,34	122,37
	освещение навеса	1,25	1,00	0,85	0,62	1,25	0,77	1,47
	дымоудаление	22,00	0,00	0,90	0,48	0,00	0,00	0,00
	компьютеры	15,40	0,70	0,85	0,62	10,78	6,68	12,68
	кондиционирование	3,89	0,80	0,90	0,48	3,11	1,51	3,46
	итого	771,08				536,56	186,25	578,04
6	ВТП 5							
	Рабочее освещение	30,79	0,80	0,87	0,57	24,63	13,96	28,31
	Аварийное освещение	24,72	1,00	0,87	0,57	24,72	14,01	28,41
	Сооружения 5А/1, 5В/1 (электроосвещение)	6,50	0,80	0,95	0,33	5,20	1,71	5,47
	вентиляция (рабочая)	254,27	0,80	0,88	0,54	203,42	109,79	231,15
	вентиляция (резервная)	68,70	0,00	0,88	0,54	0,00	0,00	0,00
	кондиционирование	2,20	1,00	0,90	0,48	2,20	1,07	2,44
	электрообогрев (ОВ)	62,80	0,80	1,00	0,00	50,24	0,00	50,24
	потребители ВК	26,07	0,80	0,90	0,48	20,86	10,10	23,17
	насос пожарный (рабочий)	5,50	1,00	0,90	0,48	5,50	2,66	6,11
	насос пожарный (резервный)	5,50	0,00	0,90	0,48	0,00	0,00	0,00
	технология	362,20	0,90	0,89	0,51	325,98	167,00	366,27
	технология первой категории 1А	71,10	0,82	0,90	0,48	58,30	28,24	64,78
	щиты каналов Т12 и Т17	173,00	0,80	0,90	0,48	138,40	67,03	153,78
	автоматика, газовое пожаротушение	4,60	1,00	0,90	0,48	4,60	2,23	5,11
	связь	4,20	1,00	0,90	0,48	4,20	2,03	4,67
	вентиляторы дымоудаления	30,00	0,00	0,88	0,54	0,00	0,00	0,00
	итого	1132,15				868,25	419,83	969,93
7	ВТП 6							
	рабочее освещение	14,20	0,80	0,87	0,57	11,36	6,44	13,06
	аварийное освещение	11,90	1,00	0,87	0,57	11,90	6,74	13,68
	розеточная сеть	8,80	0,50	0,90	0,48	4,40	2,13	4,89
	вентиляция	112,64	0,70	0,90	0,48	78,85	38,19	87,61
	такелажные устройства	42,00	0,17	0,90	0,48	7,14	3,46	7,93
	кондиционирование	1,15	1,00	0,90	0,48	1,15	0,56	1,28
	конвекторы	3,00	0,80	1,00	0,00	2,40	0,00	2,40
	потребители ВК	8,00	0,80	0,90	0,48	6,40	3,10	7,11
	компрессорные станции	630,00	0,80	0,80	0,75	504,00	378,00	630,00
	блоки сушки	22,60	0,80	1,00	0,00	18,08	0,00	18,08
	пульты управления	32,80	1,00	0,95	0,33	32,80	10,78	34,53
	агрегаты компрессорные	96,00	0,80	0,85	0,62	76,80	47,60	90,35
	технология	29,00	0,70	0,90	0,48	20,30	9,83	22,56
	грузоподъемные механизмы	30,22	0,30	0,60	1,33	9,07	12,09	15,11
	технология первой категории 1А	11,60	1,00	0,90	0,48	11,60	5,62	12,89
	щиты каналов Т8	33,90	0,63	0,90	0,48	21,36	10,34	23,73

продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	щиты каналов Т10	40,50	0,67	0,90	0,48	27,14	13,14	30,15
	щиты каналов Т11	53,40	0,69	0,90	0,48	36,85	17,85	40,94
	щиты каналов Т18	22,10	0,96	0,90	0,48	21,22	10,28	23,57
	автоматика	2,10	1,00	0,90	0,48	2,10	1,02	2,33
	связь	2,20	1,00	0,90	0,48	2,20	1,07	2,44
	установка газового пожаротушения	2,00	1,00	0,90	0,48	2,00	0,97	2,22
	розетки ПВЭМ	23,40	0,50	0,90	0,48	11,70	5,67	13,00
	КНС (сооружение 26Е)	6,80	1,00	0,90	0,48	6,80	3,29	7,56
	павильон под резервуарами (сооружение 26А)	13,50	1,00	0,90	0,48	13,50	6,54	15,00
	КНС (сооружение 26К)	6,80	1,00	0,90	0,48	6,80	3,29	7,56
	сооружение 6А/1-4	1,00	0,80	0,85	0,62	0,80	0,50	0,94
	вентиляторы дымоудаления	60,00	0,00	0,89	0,51	0,00	0,00	0,00
	итого	1321,61				948,70	598,48	1130,91
8	ВТП 7							
	рабочее освещение	4,90	1,00	0,92	0,43	4,90	2,09	5,33
	аварийное освещение	3,79	1,00	0,92	0,43	3,79	1,61	4,12
	розеточная сеть	3,60	0,50	0,90	0,48	1,80	0,87	2,00
	вентиляция	20,30	0,90	0,87	0,57	18,27	10,35	21,00
	кондиционирование	6,30	0,80	0,90	0,48	5,04	2,44	5,60
	электрообогреватели	4,00	0,90	1,00	0,00	3,60	0,00	3,60
	потребители ВК	3,52	0,80	0,90	0,48	2,82	1,36	3,13
	пожарные насосы каналов (рабочие)	210,00	0,95	0,90	0,48	199,50	96,62	221,67
	пожарные насосы каналов (резервные)	210,00	0,00	0,90	0,48	0,00	0,00	0,00
	технология предприятия "МАСКОМ"	6,00	1,00	0,90	0,48	6,00	2,91	6,67
	кран-балка	6,61	0,50	0,65	1,17	3,31	3,86	5,08
	технология	8,14	0,90	0,90	0,48	7,33	3,55	8,14
	водопенные пожарные насосы (рабочие)	320,00	1,00	0,89	0,51	320,00	163,94	359,55
	водопенные пожарные насосы (резервные)	160,00	0,00	0,89	0,51	0,00	0,00	0,00
	щиты каналов Т9	30,00	0,80	0,90	0,48	24,00	11,62	26,67
	автоматика	1,60	1,00	0,90	0,48	1,60	0,77	1,78
	связь	2,20	1,00	0,90	0,48	2,20	1,07	2,44
	итого	1000,96				604,15	303,08	676,77
9	ВТП 10							
	Рабочее освещение	3,76	1,00	0,90	0,48	3,76	1,82	4,18
	аварийное освещение	2,37	1,00	0,90	0,48	2,37	1,15	2,63
	бытовая розеточная сеть	1,70	1,00	0,90	0,48	1,70	0,82	1,89
	автоматизированные рабочие места	1,80	1,00	0,90	0,48	1,80	0,87	2,00
	отопление и вентиляция	9,21	1,00	0,86	0,59	9,21	5,46	10,71
	водоснабжение и водотведение	1,32	1,00	0,85	0,62	1,32	0,82	1,55
	холодоснабжение	1069,92	0,85	0,85	0,62	909,43	563,62	1069,92
	автоматизация	1,50	1,00	0,90	0,48	1,50	0,73	1,67
	теплосчетчик	0,10	1,00	0,90	0,48	0,10	0,05	0,11
	электрозадвижка	0,18	1,00	0,65	1,17	0,18	0,21	0,28
	связь и сигнализация	1,20	1,00	0,90	0,48	1,20	0,58	1,33
	сооружение 26Ж	6,80	1,00	0,85	0,62	6,80	4,21	8,00
	сооружение 26Р	16,80	1,00	0,85	0,62	16,80	10,41	19,76
	итого	1116,66				956,17	590,75	1124,03
10	ВТП 17							
	рабочее освещение	4,20	1,00	0,92	0,43	4,20	1,79	4,57
	аварийное освещение	1,80	1,00	0,92	0,43	1,80	0,77	1,96
	наружное освещение	7,10	1,00	0,83	0,67	7,10	4,77	8,55
	вентиляция	6,00	0,90	0,87	0,57	5,40	3,06	6,21
	электрообогреватели	13,00	0,90	1,00	0,00	11,70	0,00	11,70
	сооружение 18	56,80	0,68	0,85	0,62	38,62	23,94	45,44
	сооружение 25	221,50	0,76	0,90	0,48	168,34	81,53	187,04
	сооружение 27	142,10	0,64	0,95	0,33	90,94	29,89	95,73
	автоматика	1,00	1,00	0,90	0,48	1,00	0,48	1,11
	щит предприятия "МАСКОМ"	7,00	1,00	0,90	0,48	7,00	3,39	7,78
	связь	2,20	1,00	0,90	0,48	2,20	1,07	2,44

продолжение таблицы

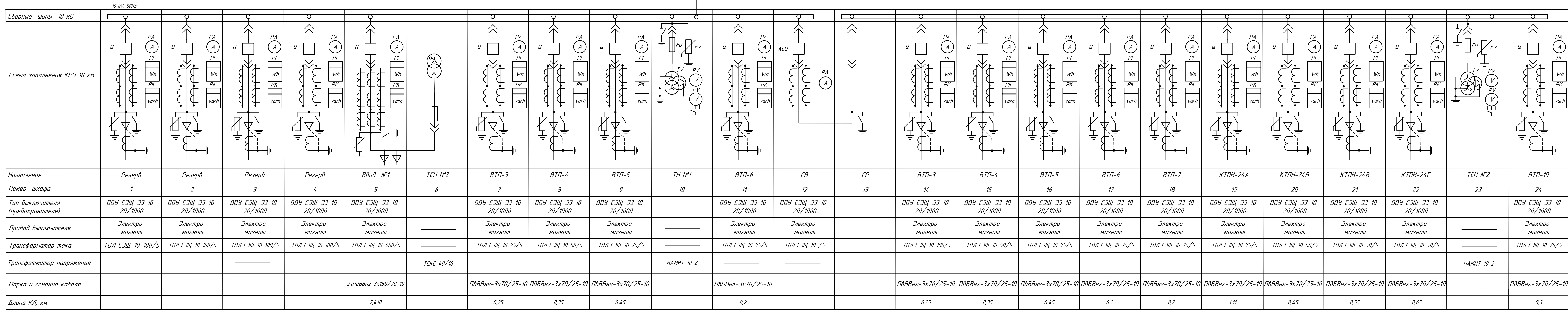
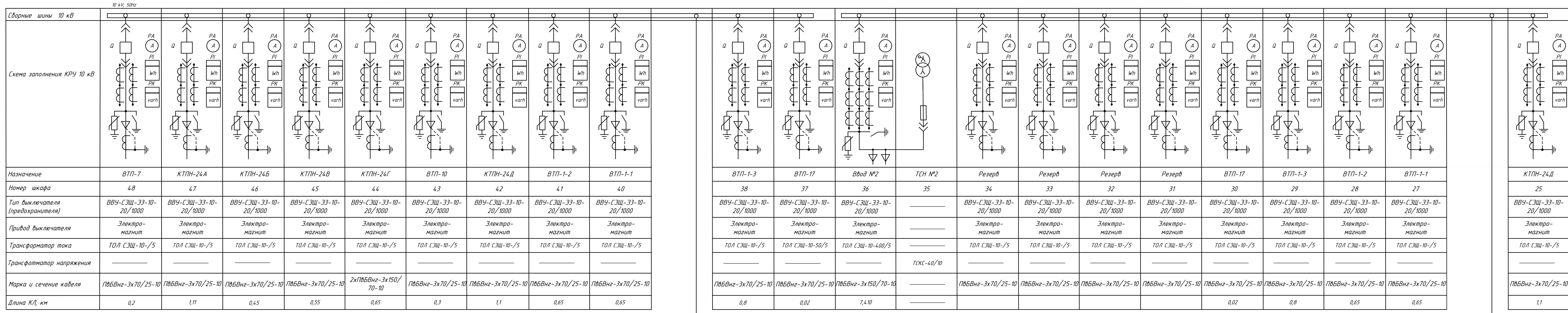
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	итого	462,70				338,31	150,69	372,53
11	КТПН 24а							
	Карпом (сооружение 15)	175,00	0,80	0,92	0,43	140,00	59,64	152,17
	КПП (сооружение 16)	110,50	0,80	0,88	0,54	88,40	47,71	100,45
	АСЗ (сооружение 14)	536,06	0,80	0,94	0,36	428,85	155,65	456,22
	КНС (сооружение 26М)	7,60	0,80	0,85	0,62	6,08	3,77	7,15
	КНС (сооружение 26П)	26,00	0,80	0,85	0,62	20,80	12,89	24,47
	Резервуар накопитель (сооружение 26/1)	41,90	0,80	0,89	0,51	33,52	17,17	37,66
	Павильон над резервуаром (сооружение 26Г)	13,40	0,80	0,95	0,33	10,72	3,52	11,28
	Наружное освещение	4,39	0,80	0,95	0,33	3,51	1,15	3,70
	ИПБ из состава СТО	2,00	0,80	0,80	0,75	1,60	1,20	2,00
	Итого	916,85				733,48	302,71	795,12
		914,87	0,80	0,95	0,33	731,90	240,56	770,42
12	КТПН 24б	456,77	1,00	0,80	0,75	456,77	342,58	570,96
	МБО	350,00	1,00	0,90	0,48	350,00	169,51	388,89
	Освещение стартового стола	68,20	1,00	0,50	1,73	68,20	118,13	136,40
	Сооружение 19А	2,00	1,00	0,90	0,48	2,00	0,97	2,22
	Сооружение 19А (РУСМ)	2,10	1,00	1,00	0,00	2,10	0,00	2,10
	Сооружение 2	21,60	1,00	0,93	0,40	21,60	8,54	23,23
	Наружное освещение	6,12	1,00	0,91	0,46	6,12	2,79	6,73
	ИПБ из состава СТО	2,00	1,00	0,80	0,75	2,00	1,50	2,50
	Итого	452,02				452,02	301,43	562,06
13	КТПН 24в	101,35	1,00	0,58	1,40	101,35	142,35	174,74
	Освещение стартового стола	98,20	1,00	0,50	1,73	98,20	170,09	196,40
	Сооружение 19А (РУСМ)	2,10	1,00	1,00	0,00	2,10	0,00	2,10
	Сооружение 8	21,60	1,00	0,93	0,40	21,60	8,54	23,23
	Наружное освещение	4,23	1,00	0,91	0,46	4,23	1,93	4,65
	ИПБ из состава СТО	2,00	1,00	0,80	0,75	2,00	1,50	2,50
	Итого	128,13				128,13	182,05	228,87
14	КТПН 24г	477,00	1,00	0,93	0,40	477,00	188,52	512,90
	Насосная станция (сооружение 12)	281,60	1,00	0,94	0,36	281,60	102,21	299,57
	Хранилище ТУА (сооружение 30)	165,90	1,00	0,91	0,46	165,90	75,59	182,31
	Павильон над резервуаром (сооружение 26Б)	13,40	1,00	0,95	0,33	13,40	4,40	14,11
	КНС (сооружение 26Л)	6,80	1,00	0,90	0,48	6,80	3,29	7,56
	ИПБ из состава СТО	2,00	1,00	0,80	0,75	2,00	1,50	2,50
	Наружное освещение	7,28	1,00	0,87	0,57	7,28	4,13	8,37
	Итого	476,98				476,98	191,12	514,41
15	КТПН 24д	303,50	1,00	0,74	0,90	303,50	272,57	407,93
	Котельная (сооружение 40)	270,20	1,00	0,73	0,94	270,20	252,97	370,14
	ТСО (сооружение 40)	10,00	1,00	0,90	0,48	10,00	4,84	11,11
	КНС (сооружение 40/3)	11,40	1,00	0,88	0,54	11,40	6,15	12,95
	КНС (сооружение 26Д)	7,60	1,00	0,85	0,62	7,60	4,71	8,94
	ИПБ из состава СТО	2,00	1,00	0,80	0,75	2,00	1,50	2,50
	Наружное освещение	1,20	1,00	0,95	0,33	1,20	0,39	1,26
	Итого	302,40				302,40	270,57	406,91
	всего по комплексу	14215,58		0,52		10779,97	5576,96	12290,90

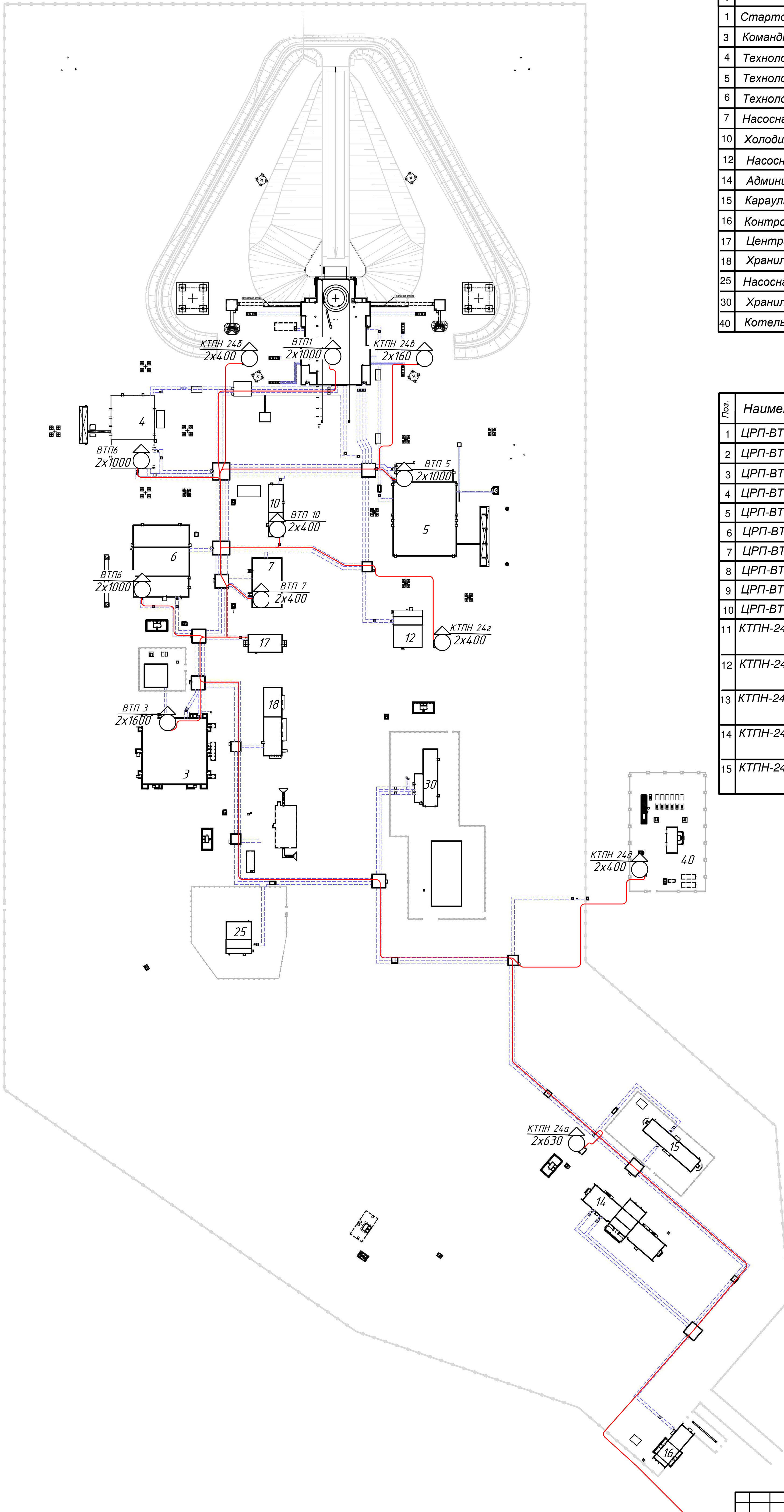


ВКР.034.178.13.03.02.СХ				Литера	Масса	Масштаб
Разработчик	№ Документа	Подпись	Дата	л		
Проверен	А.Г. Роточина					
Т. контр.	И.В. Мисюда			лист	листо	
Рецензент				АМГУ		
Н. контр.	А.Н. Козлов			Кафедра энергетики		
Исполнитель	И.В. Сабина					

СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ  
СК КЦ «ВОСТОЧНЫЙ»

Проектирование системы внутреннего электроснабжения стартового комплекса космодрома Восточный

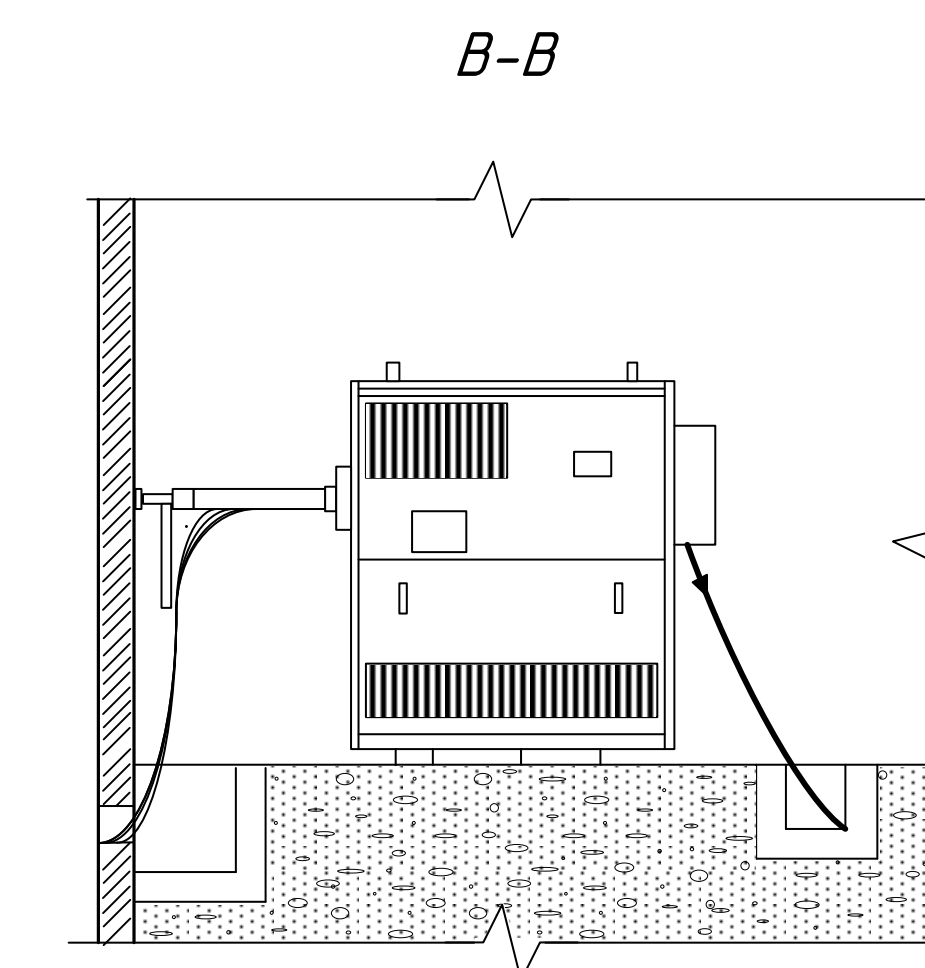
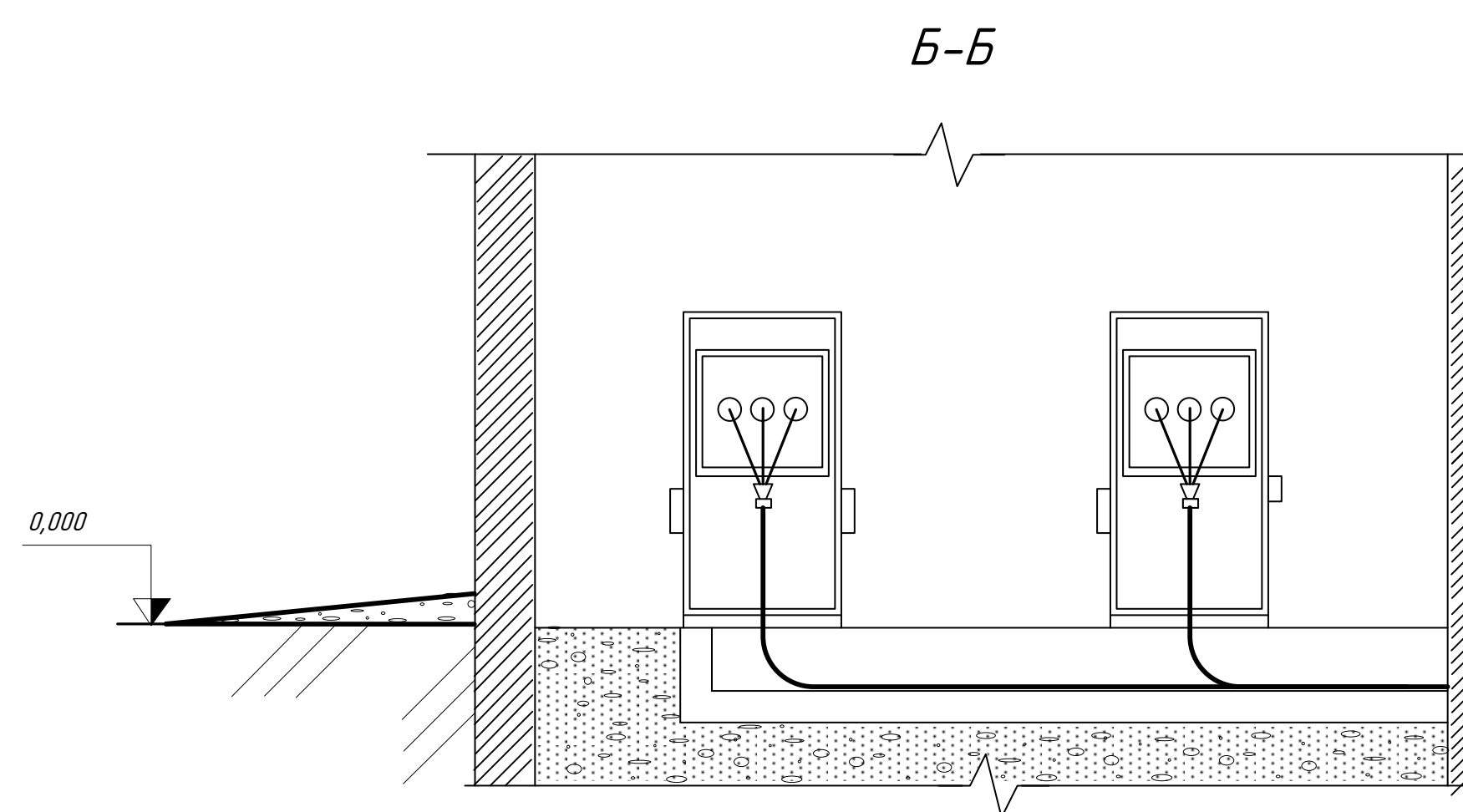
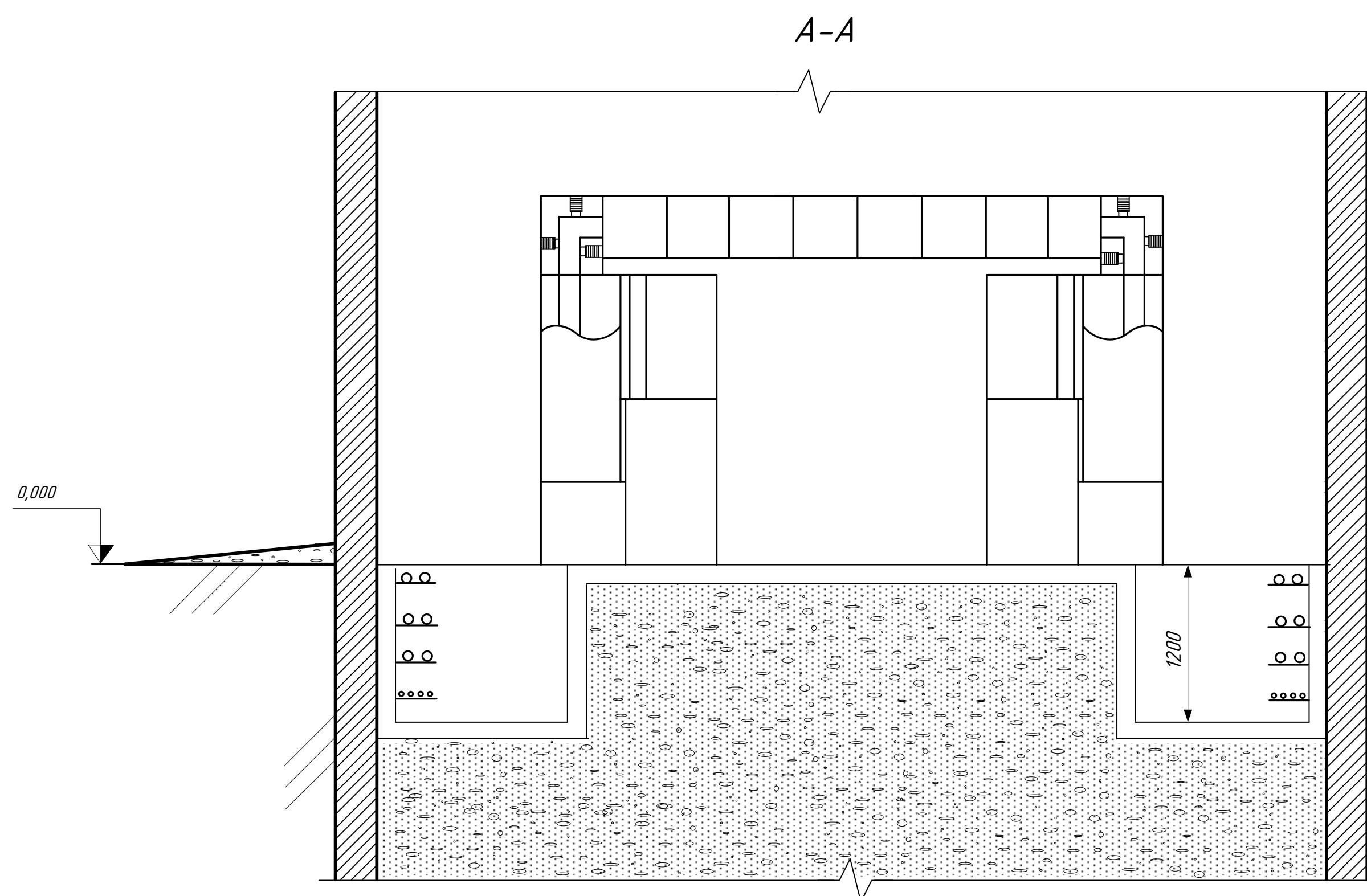
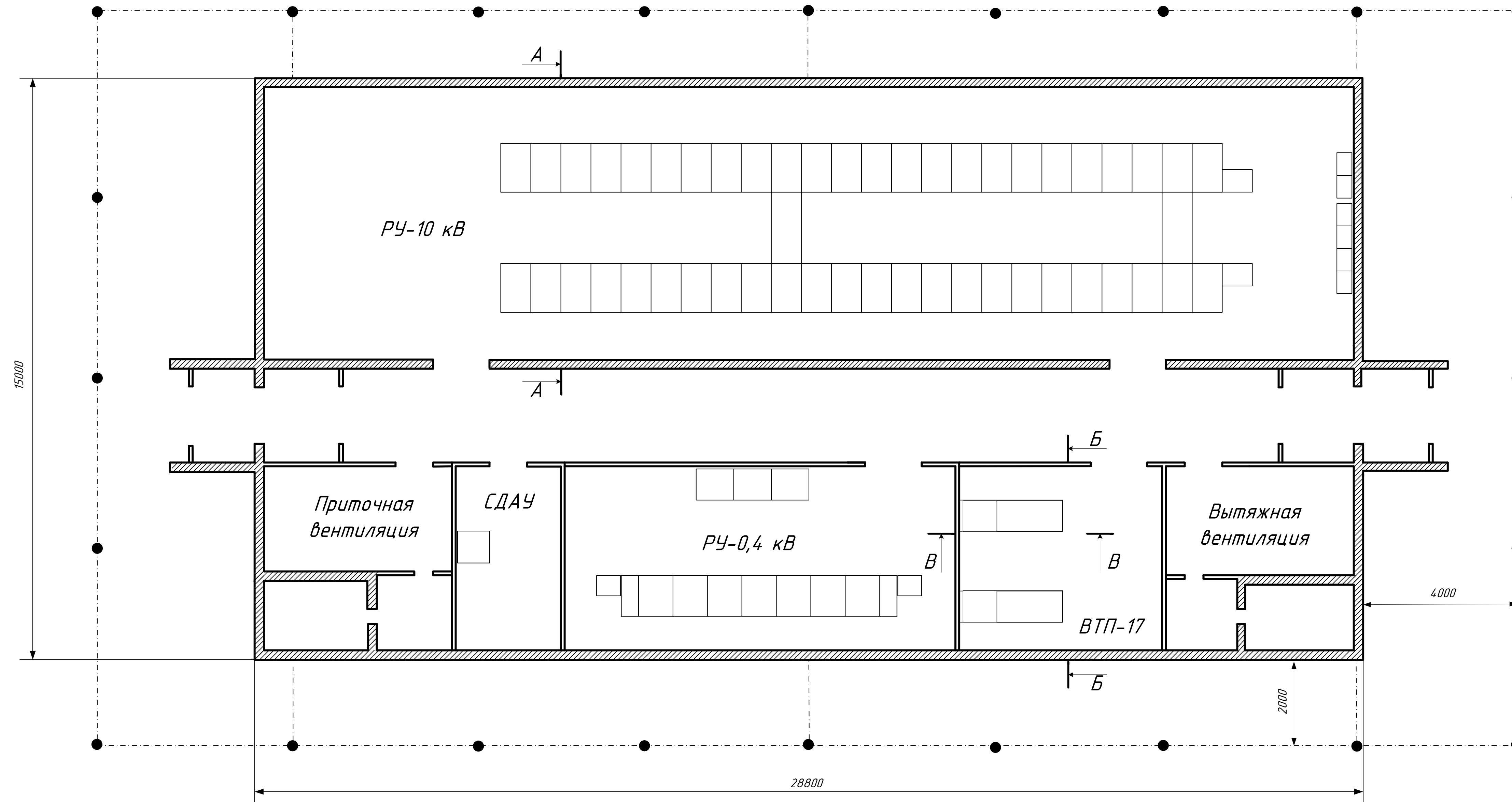




Поз.	Наименование	Примечание
1	Стартовое сооружение	
3	Командный пункт	
4	Технологический блок кислорода и азота	
5	Технологический блок керосина и нафтила	
6	Технологический блок сжатых газов	
7	Насосная станция пожаротушения	
10	Холодильный центр	
12	Насосная станция оборотного водоснабжения	
14	Административно-служебное здание	
15	Карательное помещение	
16	Контрольно-пропускной пункт	
17	Центральный распределительный пункт	
18	Хранилище ЗИП	
25	Насосная станция	
30	Хранилище ТУА	
40	Котельная	

Поз.	Наименование	Марка кабеля	Длина КЛ, км
1	ЦРП-ВТП 1-1	ПвБВнг-3х70/25-10	0,65
2	ЦРП-ВТП 1-2	ПвБВнг-3х70/25-10	0,65
3	ЦРП-ВТП 1-3	ПвБВнг-3х70/25-10	0,8
4	ЦРП-ВТП 3	ПвБВнг-3х70/25-10	0,25
5	ЦРП-ВТП 4	ПвБВнг-3х70/25-10	0,35
6	ЦРП-ВТП 5	ПвБВнг-3х70/25-10	0,45
7	ЦРП-ВТП 6	ПвБВнг-3х70/25-10	0,2
8	ЦРП-ВТП 7	ПвБВнг-3х70/25-10	0,2
9	ЦРП-ВТП 10	ПвБВнг-3х70/25-10	0,3
10	ЦРП-ВТП 17	ПвБВнг-3х70/25-10	0,02
11	КТПН-24а	ПвБВнг-3х70/25-10 ПвКП-3х70/25-10	0,95 0,15
12	КТПН-24а	ПвБВнг-3х70/25-10 ПвКП-3х70/25-10	0,35 0,1
13	КТПН-24а	ПвБВнг-3х70/25-10 ПвКП-3х70/25-10	0,4 0,15
14	КТПН-24а	ПвБВнг-3х70/25-10 ПвКП-3х70/25-10	0,45 0,2
15	КТПН-24а	ПвБВнг-3х70/25-10 ПвКП-3х70/25-10	0,85 0,25

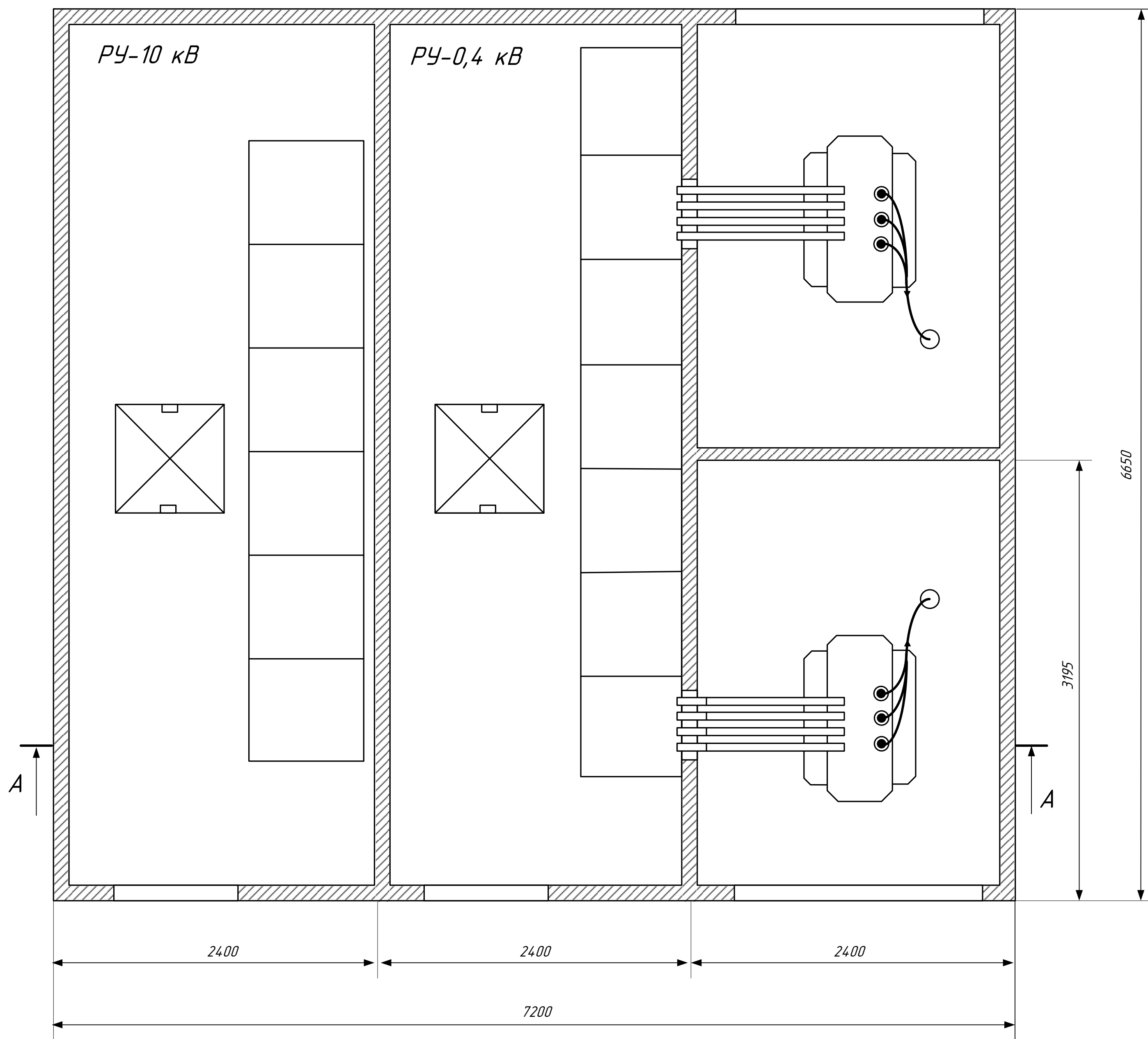
			ВКР.034.178.13.03.02.П1		
Разработчик	Проверен	Т. контр.	Рисован	Н. контр.	Утвержден
№ Документа	Подпись	Дата	ПЛАН СТАРТОВОГО КОМПЛЕКСА КЦ «ВОСТОЧНЫЙ»  Проектирование системы внутреннего электроснабжения стартового комплекса космолета Восточный		
Е.В. Обуховский	А.Г. Ротачева	В.В. Маслов			
А.Н. Казлов	Н.В. Сабина				
Литера	Масса	Масштаб			
д					
Лист	Листов	АМГУ			
		Кафедра энергетики			



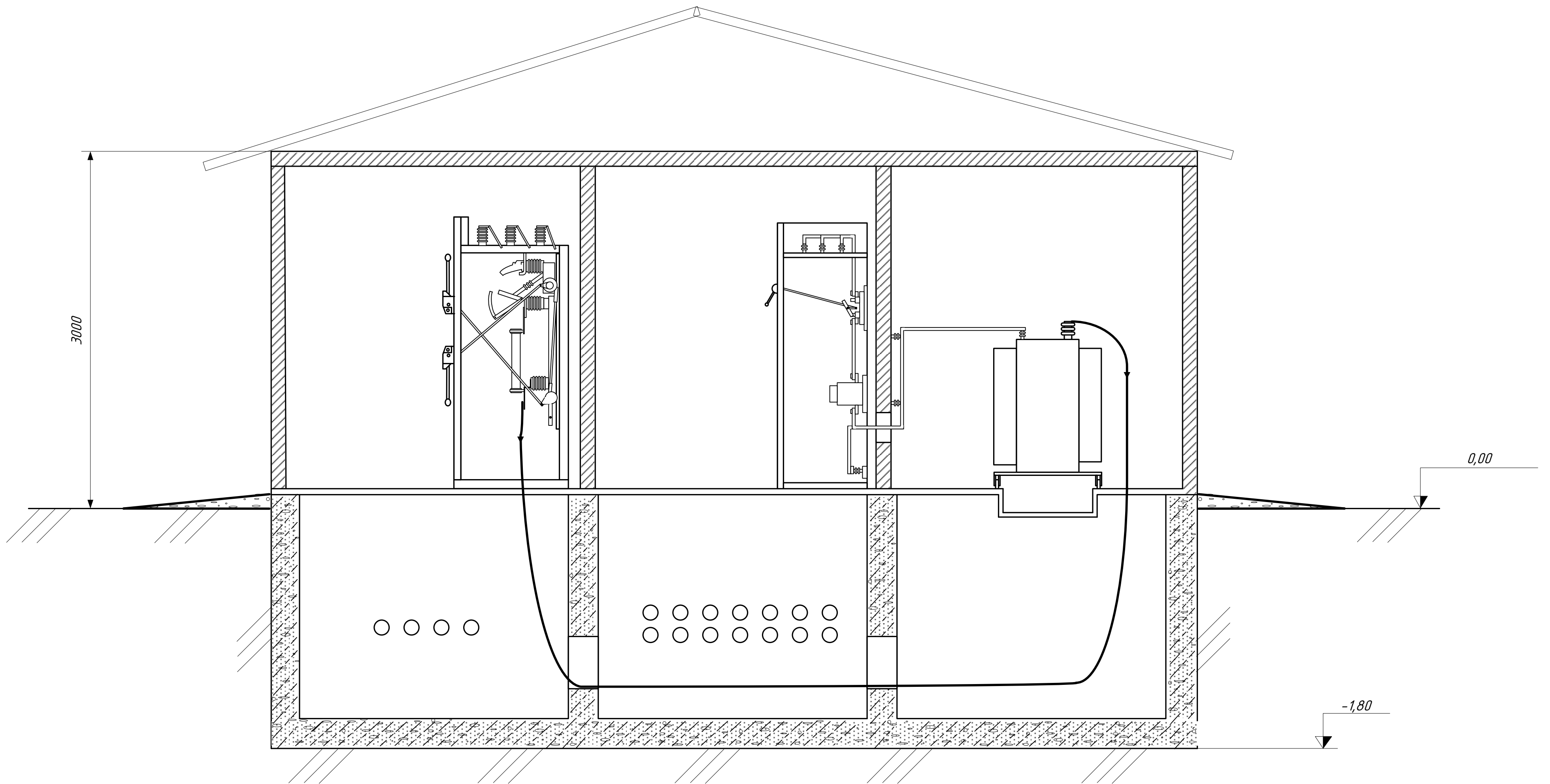
				ВКР.034.178.13.03.02.ПЛ			
	№ Документа	Подпись	Дата	ПЛАН ЦРП	Литера	Масса	Масштаб
Разраб	Е.В. Обуховский				д		
Провёр	А.Г. Роговцева						
Т. контр	В.В. Маслов				лист		листов
Реценз					АМГУ		
Н. контр	А.И. Козлов			Проектирование системы внутреннего электроснабжения стартового комплекса космодрома Восточный			
Утверд	Н.В. Сабина			Кафедра энергетики			



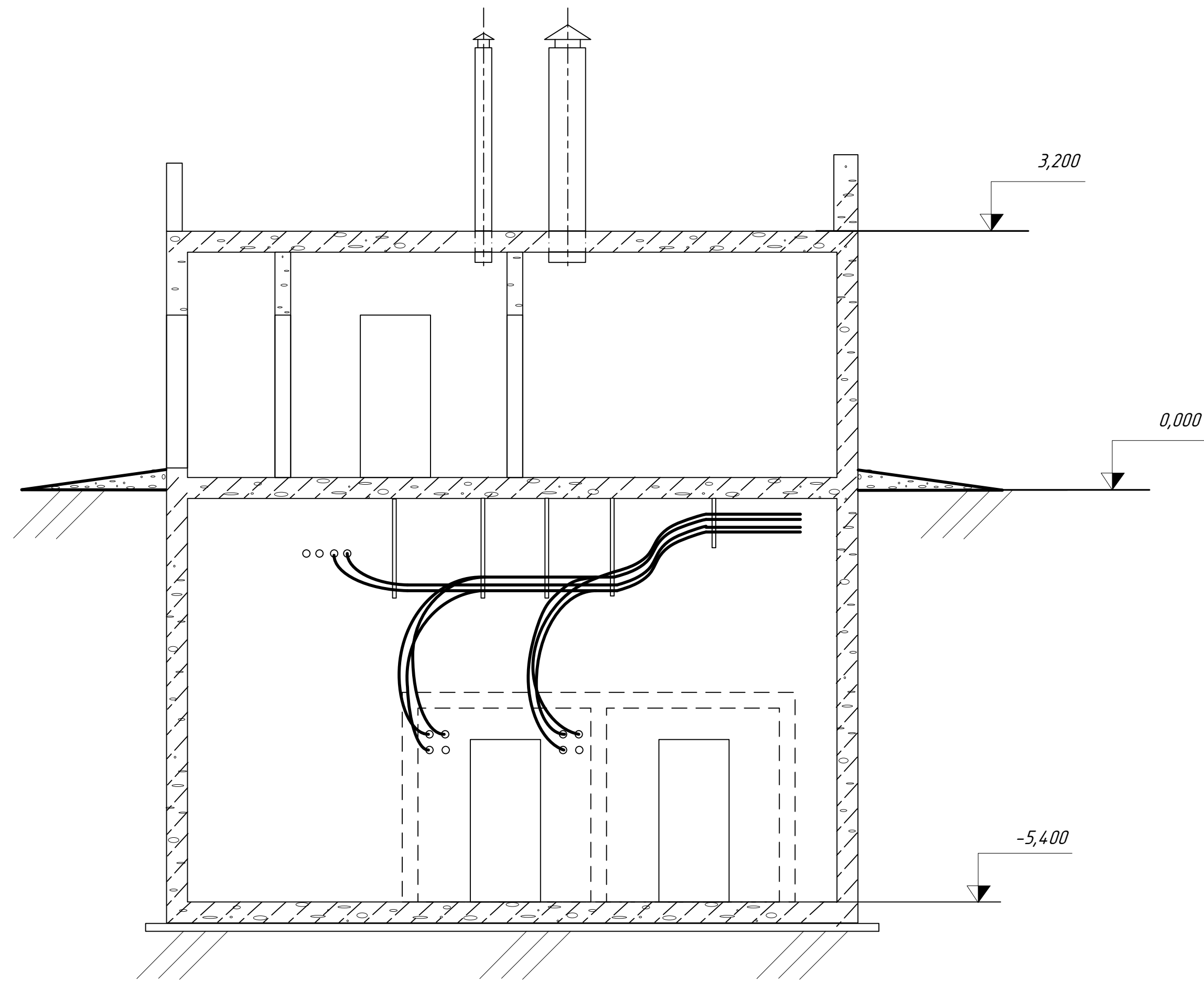
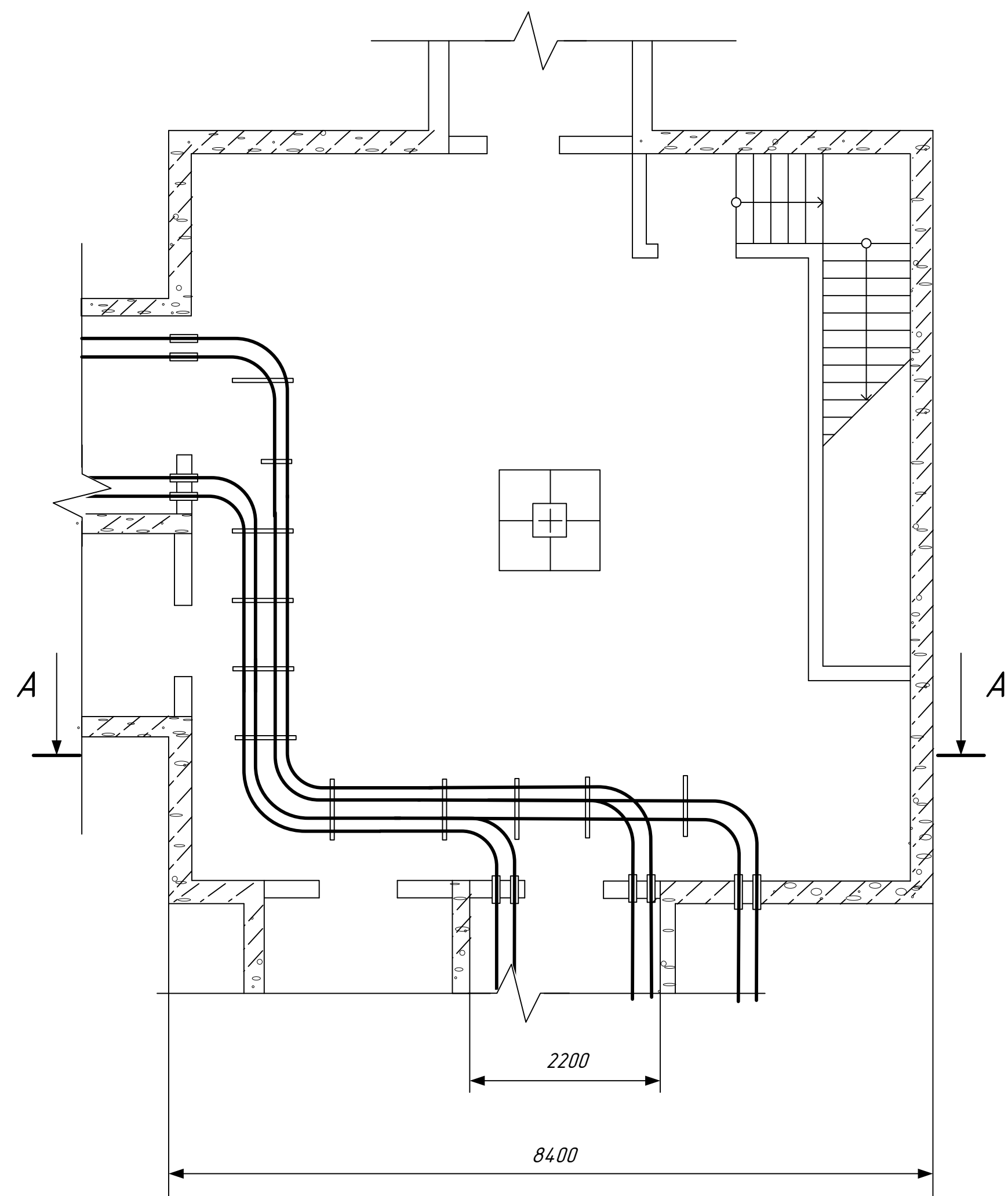
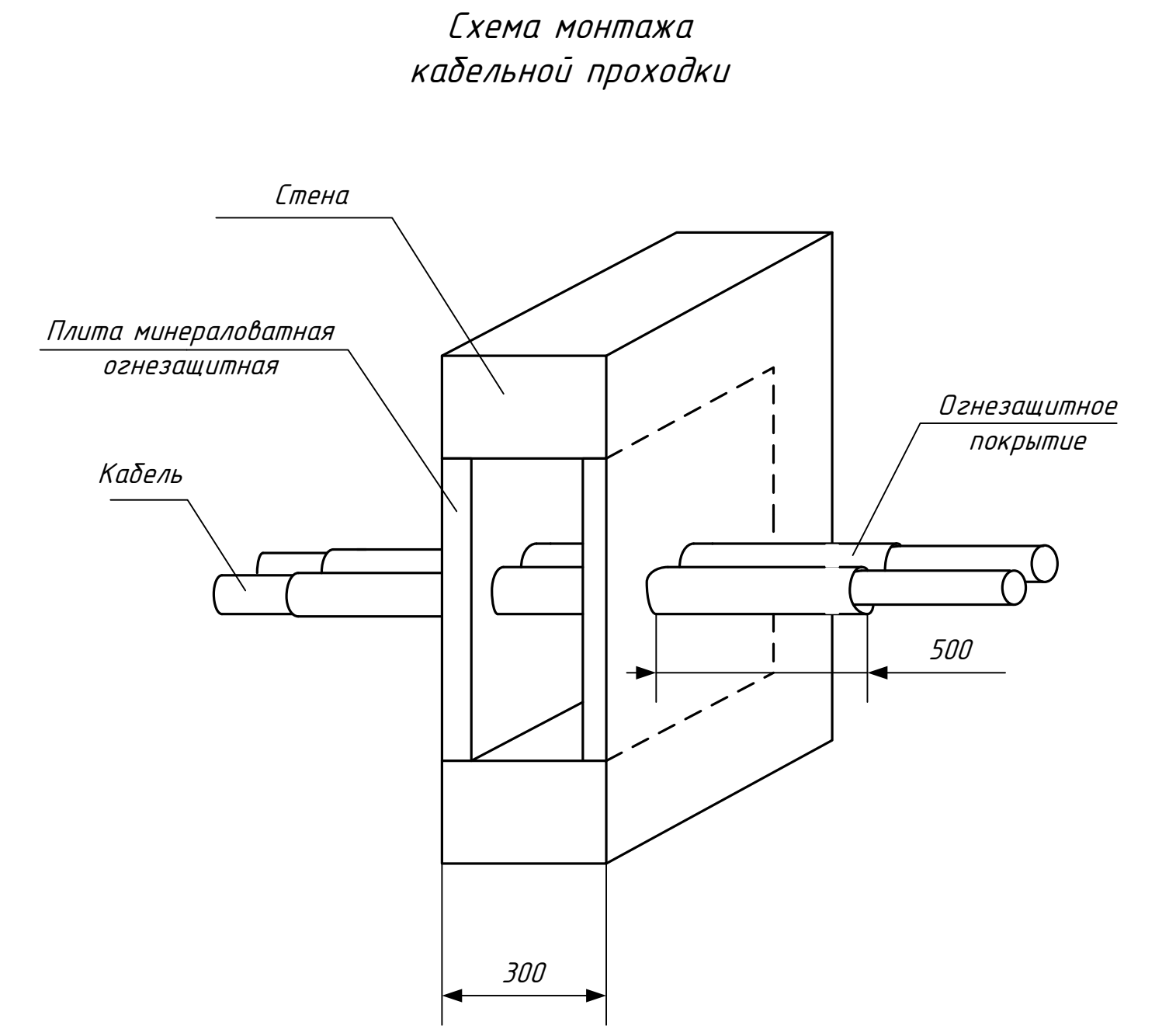
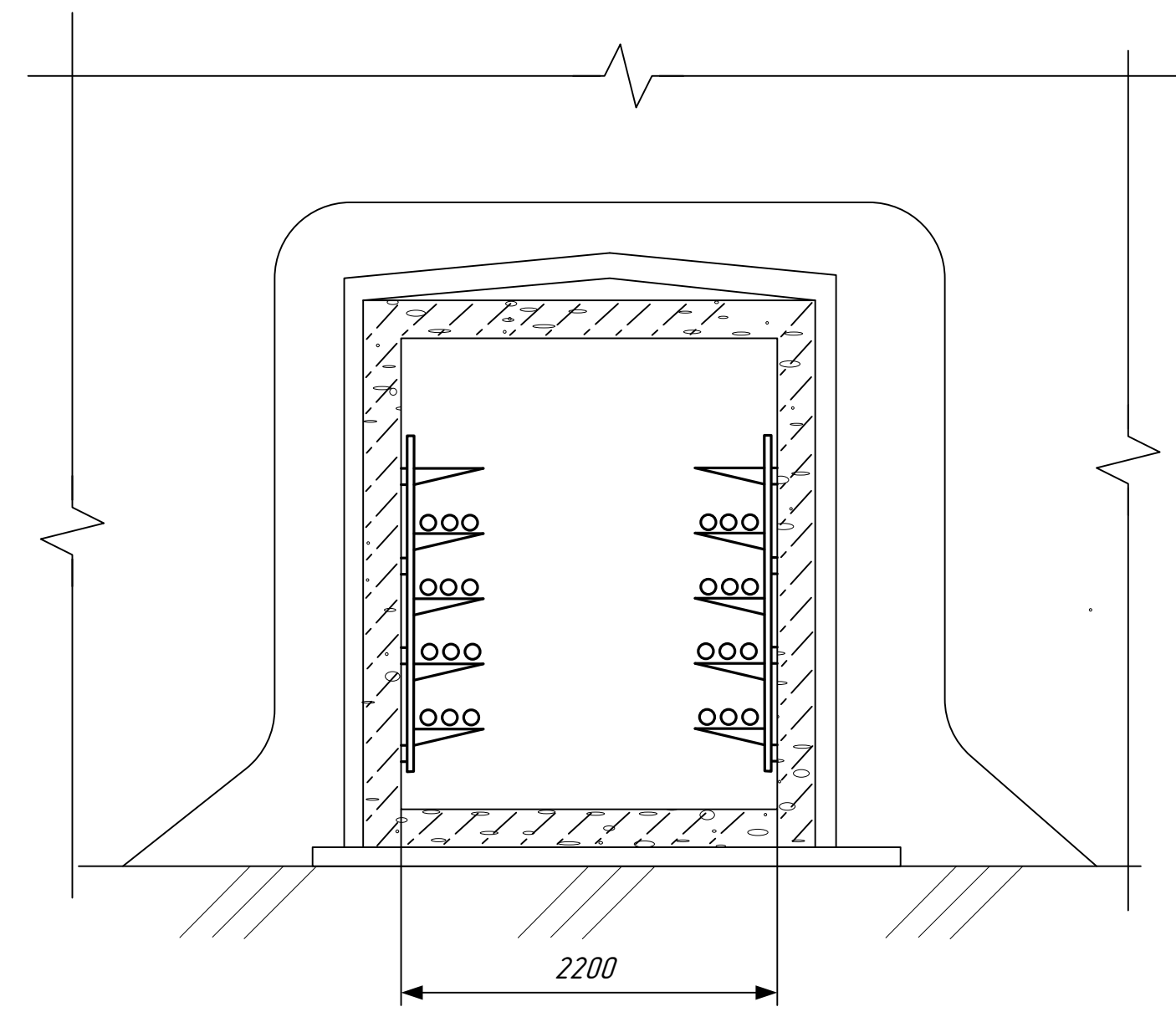
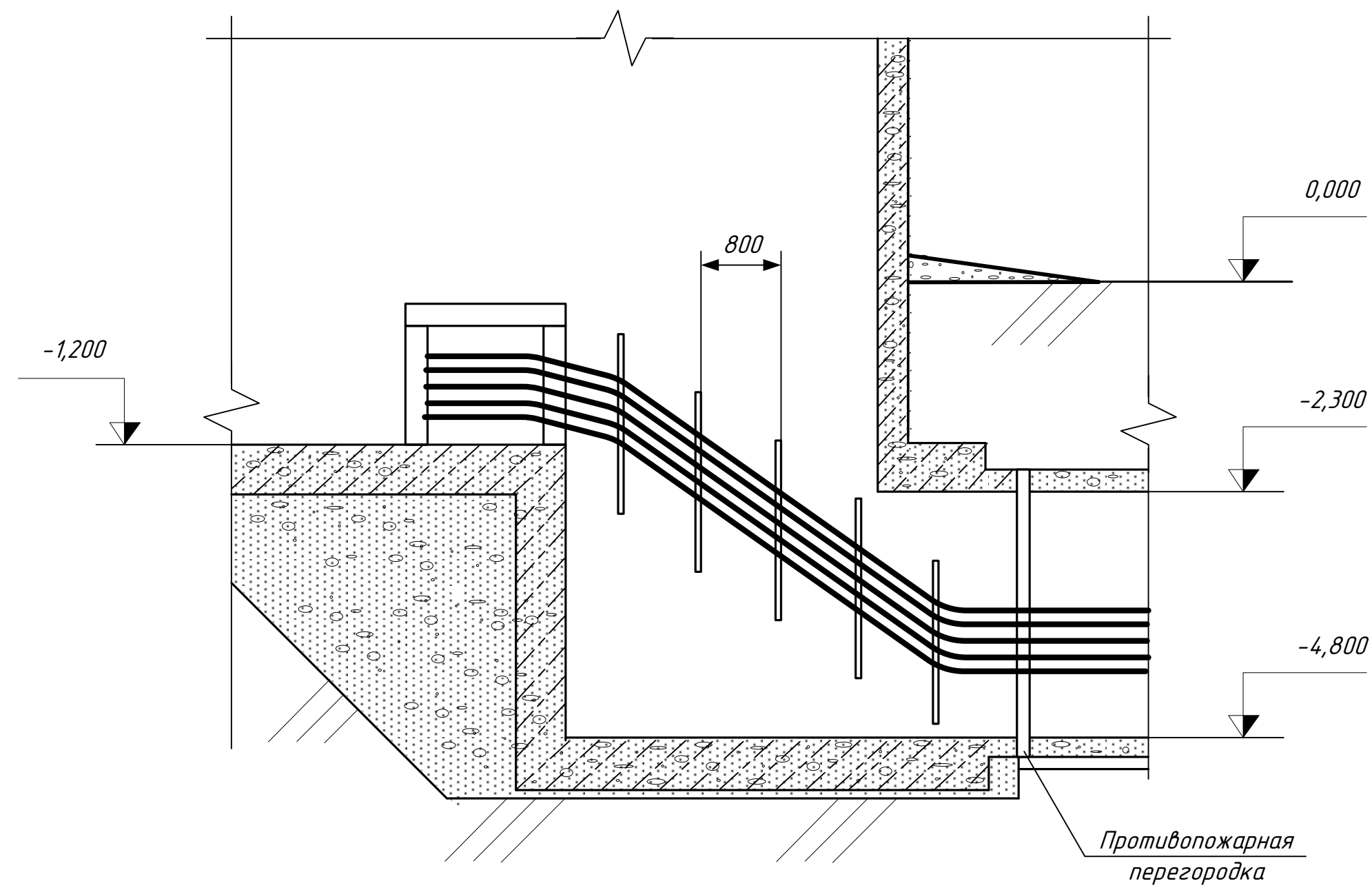




A - A



			ВКР.034.178.13.03.02.П1			
	№ Документа	Подпись	Дата	Литера	Масса	Масштаб
Разраб	Е.В. Обуховский			д		
Проект	А.Г. Ротачева					
Т. контр.	Ю.В. Масяев			лист	листов	
Реценз				АМГУ		
Н. контр.	А.Н. Казлов			Кафедра энергетики		
Утверд	Н.В. Сабина			Проектирование системы внутреннего электроснабжения стартового комплекса космодрома Восточный		



ВКР.034.178.13.03.02.П1				Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Е.В. Обуховский	Подпись	Дата	д		
Проввр.	А.Г. Рогович					
Т. контр.	В.В. Маслов			лист	листов	
Реценз.				АМГУ		
Н. контр.	А.И. Козлов			Кафедра энергетики		
Утверд.	Н.В. Сабина					

ПРОКЛАДКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Проектирование системы внутреннего электроснабжения стартового комплекса космодрома Восточный