

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ПС 110/6 кВ Карналлит ПАО «Уралкалий»

Студент	<u>Н.В. Никитас</u> (И.О. Фамилия)	_____
Руководитель	<u>А.Е. Бурмутаев</u> (И.О. Фамилия)	_____
Консультант	<u>А.В. Кириллова</u> (И.О. Фамилия)	_____

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) \_\_\_\_\_  
(личная подпись)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## АННОТАЦИЯ

Темой данной выпускной квалификационной работы является «Реконструкция электрической части ПС 110/6 кВ Карналлит».

На основании исходных данных выполнен математический расчет электрической нагрузки ПС 110/6 кВ Карналлит, произведен выбор количества и мощности силовых трансформаторов подстанций, рассчитаны токи короткого замыкания на сторонах 110, 6 кВ, произведен выбор оборудования и расчет релейной защиты.

Также в ВКР рассмотрены вопросы, посвященные постоянному оперативному току, собственным нуждам, освещению и силовой сети, разработана организационно-технологическая схема возведения зданий и сооружений ПС и определена потребность строительства в кадрах, энергетических ресурсах.

Графический материал представлен соответствующими листами ВКР:

- Схема электрическая принципиальная ПС 110/6 кВ Карналлит  
Реконструкция I очередь;

- Схема электрическая принципиальная ПС 110/6 кВ Карналлит  
Реконструкция II очередь;

- Расположение оборудования на ПС 110/6 кВ Карналлит. План I очереди;

- Расположение оборудования на ПС 110/6 кВ Карналлит. План II очереди;

- Молниезащита и заземление ПС 110/6 кВ Карналлит этап I;

- Наружное освещение ПС 110/6 кВ Карналлит I очередь.

## ANNOTATION

The theme of this final qualifying work is "Reconstruction of the electrical part of 110/6 kV Substation Carnallit".

On the basis of the initial data, a mathematical calculation of the electrical load of 110/6 kV Substation Carnallit was performed, the number and power of the power transformers of the substations were selected, the short-circuit currents on the sides 110, 6 kV were calculated, the equipment was selected and the relay protection was calculated.

Also in the final qualifying work the issues, devoted to the permanent operational current, own needs, lighting and power network were highlighted, an organizational and technological scheme for the erection of substation buildings and structures was developed and the need for construction in personnel, energy resources was determined.

The graphic material is presented by the corresponding sheets of the diploma project:

- Electrical schematic diagram of 1106 kV Substation Carnallit Reconstruction of the I stage;
- Electrical schematic diagram of 1106 kV Substation Carnallit Reconstruction II stage;
- Location of equipment at 110/6 kV Substation Carnallit. Plan of the I stage;
- Location of equipment at 110/6 kV Substation Carnallit. Plan of the II stage;
- Lightning protection and grounding of PS 110/6 kV Carnallit Stage I;
- Outdoor lighting of 110/6 kV Substation Carnallit I stage.

## СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
Введение.....	7
1 Характеристика района и условия проведения реконструкции ПС 110/6 кВ Карналлит.....	8
2 Общие сведения об объекте реконструкции ПС 110/6 кВ Карналлит.....	12
2.1 Сведения о функциональном назначении и характеристика объекта...	12
2.2 Сведения о потребности объекта в энергоресурсах.....	13
2.3 Данные о проектной мощности объекта.....	13
2.4 Техничко-экономические показатели.....	13
3 Основные решения по компоновке ПС 110/6 кВ Карналлит.....	14
3.1 Открытая часть ПС 110/6 кВ Карналлит.....	14
3.2 ОПУ совмещенное с ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ Карналлит.....	15
4 Принципиальная электрическая схема ПС 110/6 кВ Карналлит.....	16
5 Выбор мощности трансформатора ПС 110/6 кВ Карналлит.....	18
5.1 Техничко-экономический расчёт выбора трансформаторов.....	18
5.1.1 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором ТДН 25000/110/6.....	18
5.1.2 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором ТДН 40000/110/6.....	23
6 Расчет токов короткого замыкания ПС 110/6 кВ Карналлит.....	27
7 Выбор схемы электроснабжения и основного электротехнического оборудования ПС 110/6 кВ Карналлит.....	29
8 Релейная защита и автоматика ПС 110/6 кВ Карналлит.....	30
8.1 Состав комплекса РЗА.....	30
8.2 Дифференциальная защита трансформатора.....	33
8.3 Газовая защита трансформатора и защита контакторов устройства РПН.....	34
8.4 Автоматическое регулирование под нагрузкой коэффициента трансформации (АРКТ) трансформатора и блокировка РПН при	

перегрузке.....	35
8.5 Максимальная токовая защита стороны высшего напряжения трансформатора (МТЗ ВН).....	35
8.6 Максимальная токовая защита стороны низшего напряжения трансформатора с пуском по напряжению.....	36
8.7 Автоматика охлаждения трансформатора.....	36
8.8 Защита ВВ-6 кВ (МТЗ).....	37
8.9 АВР-6 кВ.....	37
8.10 Защита и автоматика СВ-6 кВ.....	37
8.11 Защита линии 6 кВ.....	38
8.12 Дуговая защита шин 6 кВ.....	39
8.13 Автоматическая частотная разгрузка (АЧР-6 кВ).....	40
8.14 Защита от замыканий на землю с определением поврежденного фидера (ОПФ).....	40
8.15 Основные характеристики устройств релейной защиты и автоматики.....	41
9 Постоянный оперативный ток .....	43
10 Собственные нужды ПС 110/6 кВ Карналлит.....	45
11 Перечень мероприятий по заземлению и молниезащите ПС 110/6 кВ Карналлит.....	47
11.1 Молниезащита ПС 110/6 кВ Карналлит.....	47
11.2 Изоляция, защита от перенапряжений ПС 110/6 кВ Карналлит.....	47
11.3 Заземление ПС 110/6 кВ Карналлит.....	47
12 Освещение и силовая сеть ПС 110/6 кВ Карналлит.....	49
13 Организационно-технологическая схема возведения зданий и сооружений ПС 110/6кВ Карналлит.....	52
13.1 Последовательность строительного-монтажных работ в I очереди реконструкции ПС.....	52
13.2 Последовательность строительного-монтажных работ во II очереди	

реконструкции ПС.....	54
14 Потребность строительства в кадрах, энергетических ресурсах.....	55
14.1 Потребность строительства в кадрах.....	55
14.1.1 Потребность строительства в кадрах на I очередь реконструкции ПС.....	55
14.1.2 Потребность строительства в кадрах на II очередь реконструкции ПС.....	55
14.2 Потребность строительства в энергетических ресурсах и воде.....	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60

## ВВЕДЕНИЕ

С каждым годом требования к функционированию предприятий с точки зрения охраны труда, техники безопасности, электро- и промышленной безопасности возрастают. В особенности это сказывается на требованиях к структурной надежности электроэнергетического сектора, так как без развитой электроэнергетической инфраструктуры рост показателей других секторов экономики слаб и практически лишен возможности перспективы развития.

Бесперебойное электроснабжение, набирающих рост, промышленных производств обеспечивается за счет использования прогрессивных типов новейших электротехнических аппаратов и электрических машин различных классов напряжений.

В связи с чем, энергетики озадачены решением очень непростой задачи, связанной с поддержанием и сохранением состояния новых электроэнергетических объектов, проведением реконструкций, технических перевооружений парка как слаботочного, низковольтного, так и высоковольтного электротехнического оборудования.

Подстанция 110/6 кВ «Карналлит» оснащена электрооборудованием, введенным в эксплуатацию в 1978 г.

Многие элементы исследуемой системы электроснабжения либо уже выработали свой ресурс, либо находятся на стадии завершения выработки. В частности трансформаторное оборудование имеет как дефицит мощности, так и находится за пределами периода нормальной эксплуатации (срок службы 40 лет). Использование оборудования, имеющего повышенный износ, повышает вероятность его отказа при возникновении аварийного режима.

Таким образом, поставленная цель ВКР, заключающаяся в повышении структурной надежности системы электроснабжения ПС 110/6 кВ «Карналлит» является очень актуальной. В ходе реконструкции предполагается замена действующего электротехнического оборудования, в том числе силовых трансформаторов с учетом увеличения мощности.

## 1 Характеристика района и условия проведения реконструкции ПС 110/6 кВ Карналлит

В административном отношении площадка реконструируемой подстанции ПС-110/6кВ "Карналлит" находится в г. Березняки.

Площадка расположена на территории, где выделяются области развития ледниковых отложений, внеледниковые области, развиты аллювиальные, делювиальные осадки, и области распространения морских четвертичных образований.

Основные метеорологические и климатические характеристики района строительства представленные в таблице 1.1 приняты согласно СНиП 23-01-99 "Строительная климатология", СНиП 2.01.07-85 "Нагрузки и воздействия", карта ОСР-97-В (СНиП II-7-81\*), "Правила устройства электроустановок (ПУЭ)" 7 издание.

Таблица 1.1 - Основные метеорологические и климатические характеристики района строительства

Характеристика, параметр	Значение
Ветровой район	III
Давление ветра	0,38 кПа
Район по весу снегового покрова	IV
Давление снега	2,4 кПа
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда 1 раз в 5 лет	10 мм
Сейсмичность района	ниже 6 баллов
Среднегодовая температура воздуха	4,2 °С
Самый теплый месяц июль. Средняя температура	+20,4 °С
Самый холодный месяц январь. Средняя температура	-13,5 °С
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.92	-30 °С
Количество осадков за апрель-октябрь	307 мм

Территория строительства расположена в умеренном поясе и характеризуется континентальным климатом с отчётливо выраженными сезонами года. Формирование климата происходит под воздействием ряда факторов, среди которых прежде всего следует отметить географическое



положение, циркуляцию воздушных масс, определяемую распределением атмосферного давления. Наибольшую повторяемость имеют континентальные воздушные массы умеренных широт, отличающиеся низкой влажностью, высокими температурами летом и низкими зимой. Несколько реже встречаются влажные воздушные массы с Атлантики, относительно тёплые зимой и прохладные летом.

Летом заметную роль играет сильно нагретый и сухой континентальный тропический воздух.

С отрицательными зимними температурами связано промерзание грунтов. Глубина промерзания изменчива и зависит как от климатических факторов, так и от местных условий рельефа, растительности, механического состава грунта. Возрастание глубины промерзания с севера на юг объясняется уменьшением высоты снежного покрова. Промерзание грунтов имеет определённое гидрогеологическое значение, мёрзлый слой весной играет роль водоупора, задерживая инфильтрацию талых снеговых вод и увеличивая тем самым относительное значение поверхностного стока. Климат лесостепи характерен для зоны, южная граница которой проходит примерно по широте г. Пермь средняя температура года  $4,2^{\circ}\text{C}$ . Зима длительная и многоснежная, высота снежного покрова менее 50 см.

Современные четвертичные отложения представлены аллювиальными, делювиальными, болотными и другими образованиями. Аллювиальные отложения в поймах рек сложены галечником в основании, разнозернистыми песками и опесчаненными иловатыми суглинками. Делювиальные отложения распространены на пологих склонах водоразделов речных долин и балок. Поверхность террас перекрыта делювием, представленным опесчаненными суглинками.

В разрезе площадки выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

ИГЭ 1. Почвенно-растительный слой

ИГЭ 2. Перемещенный грунт (песок, кирпичи, строительный мусор)

### ИГЭ 3. Суглинок легкий пылеватый

Нормативные характеристики грунтов ИГЭ представлены в таблице 1.2

Таблица 1.2 - Нормативные характеристики грунтов ИГЭ

№ п/п	Название грунта по ГОСТ 25100-95	Номер ИГЭ	Геологический индекс	Плотность $\rho$ , г/см <sup>3</sup>	Коэффициент пористости $e$ , д.е.	Показатель текучести $IL$ , д.е	Модуль деформации $E_0$ , МПа	Угол внутреннего трения $\varphi$ , градус	Удельное сцепление $C$ , МПа	Расчётное сопротивление $R_0$ , кПа
1	Суглинок легкий	3	аШ	1,74	0,74	-0,3	17	23	0,025	250

Современные геологические и инженерно-геологические процессы и явления: речная эрозия, делювиальный снос, оползни, карст, переработка берегов крупных водохранилищ играют значительную роль в формировании преобразовании рельефа. Изменение рельефа, производимое современными геологическими процессами: передвижение пород по склонам, карстовые провалы, обрушение берегов и другие явления вызывают разрушение инженерных сооружений, осложняют нормальную деятельность человека.

Также на площадке развито морозное пучение и сезонное промерзание грунтов. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, рассчитана по формуле 2 СНиП 2.02.01-83 (2000) составляет для суглинков и глин- 1,54 м. для песков пылеватых – 1,8 м. Согласно ГОСТ 25100-95 глины лёгкие, среднепучинистые. Видимых проявлений современных геологических процессов на участке проектируемого строительства не наблюдается.

Все реки области характеризуются снеговым и дождевым питанием. Значительную роль в формировании стока играют особенности рельефа, геологическое строение, а также хозяйственная деятельность человека. Эти факторы влияют на общий объём стока, изменяя главным образом величину испарения и вызывают значительное перераспределение

подземного и поверхностного стока. В период проведения изысканий подземные воды не обнаружены.

По результатам химического анализа подземные воды по составу относятся к неагрессивным по отношению к бетону с водопроницаемостью W4 и неагрессивным к арматуре железобетонных конструкций.

Подробные характеристики района строительства и площадки см. в отчете об инженерно-геодезических изысканиях и в отчете об инженерно-геологических изысканиях.

## **2 Общие сведения об объекте реконструкции ПС 110/6 кВ Карналлит**

### **2.1 Сведения о функциональном назначении и характеристика объекта**

В рамках реализации реконструкции ПС 110/6 кВ Карналлит предполагается выполнить:

- замена оборудования РУ-110 кВ;
- установка на стороне 6 кВ комплектов токоограничивающих реакторов, дугогасящих групп, трансформаторов собственных нужд;
- замена щита собственных нужд и установка щита постоянного тока;
- полная замена устройств релейной защиты и автоматики;
- реконструкция АИИС КУЭ в объеме вновь устанавливаемого оборудования;
- модернизация системы телемеханики;
- организация канала связи по ВОЛС для передачи данных АИИС КУЭ, ТМ, диспетчерской телефонной связи и охранно-пожарной сигнализации;
- установка охранно-пожарной сигнализации.

Проектом предусматривается ремонт совмещенного здания ОПУ-ЗРУ с заменой систем освещения, установкой систем вентиляции и кондиционирования и перепланировкой для организации помещения аккумуляторной.

Для обеспечения целей пожарной безопасности предусмотрена система маслоотводов с маслоприемниками и маслосборником и два пожарных резервуара емкостью 75 и 50 м<sup>3</sup>.

Производится реконструкция внешнего ограждения, устройство дорожных проездов на территории ПС и организовывается площадка для консервирования трансформаторов.

## 2.2 Сведения о потребности объекта в энергоресурсах

Обеспечение собственных нужд ПС 110/6 кВ Карналлит электрической энергией осуществляется от двух устанавливаемых ТСН (мощностью 100 кВ·А каждый). Для хозяйственно-питьевых целей при проведении планово-предупредительных ремонтов или аварийно-восстановительных и иных работ предусмотрено использование привозной воды питьевого качества. Потребность в топливе и газе отсутствует.

## 2.3 Данные о проектной мощности объекта

Мощность реконструируемого объекта определяется исходя из мощности устанавливаемых трансформаторов – 2х25000 кВ·А.

## 2.4 Техничко-экономические показатели

Таблица 2.1 - Техничко-экономические показатели

Номер п/п	Наименование	Показатель	Кол-во
<u>1</u>	Силовые трансформаторы	25000 кВА, 110/6 кВ	2
<u>2</u>	<u>ОРУ-110 кВ</u>	<u>Схема № 110-4Н</u>	
2.1	Коммутационные аппараты 110 кВ	Баковый элегазовый выключатель 110 кВ	2
<u>3</u>	<u>РУ-6 кВ</u>	<u>Схема № 6-1</u>	
3.1	Коммутационные аппараты 6 кВ	Выключатель вакуумный 6 кВ*	23
		Выключатель вакуумный 6 кВ	4
<u>4</u>	Токоограничивающие реакторы	Индуктивное сопротивление 0,14 Ом	2
<u>5</u>	Трансформаторы собственных нужд	100 кВА, 6/0,4 кВ	2
<u>6</u>	Сметная стоимость реконструкции в ценах на 4 квартал 2010 г. с учетом НДС	157 284,82 тыс. руб.	

\* - существующее оборудование (не входит в объем реконструкции).

### **3 Основные решения по компоновке ПС 110/6 кВ Карналлит**

#### **3.1 Открытая часть ПС 110/6 кВ Карналлит**

В соответствии с заданием предусматривается выделение двух очередей реконструкции с разделением по монтажным единицам силовой трансформатор Т-2 (I очередь) и силовой трансформатор Т-1 (II очередь). Реконструкция силового оборудования, сооружений и вторичных систем, относящихся к конкретной монтажной единице (Т-2, Т-1), производится в рамках соответствующей очереди.

Работой предусматривается замена оборудования ОРУ-110 кВ с применением блочно-модульных конструкций без расширения территории и без изменения существующих компоновочных решений на ПС.

Реконструкция ПС осуществляется в 2 очереди.

#### **I очередь реконструкции**

В I очередь реконструкции ПС проектом предусматривается замена существующего Т2 на новый типа ТДН-25000/110-У1.

В ОРУ-110 кВ предусматривается замена силового оборудования II секции шин и ремонтной перемычки.

На стороне 6 кВ предусматривается установка следующего оборудования:

- комплекта токоограничивающих реакторов на ввод Т2;
- дугогасящей группы на II секцию шин 6 кВ;
- двух трансформаторов собственных нужд.

#### **II очередь реконструкции**

Во II очередь реконструкции ПС предусматривается замена существующего Т1 на новый типа ТДН-25000/110-У1.

В ОРУ-110 кВ предусматривается замена силового оборудования I секции шин

На стороне 6 кВ предусматривается установка следующего оборудования:

- комплекта токоограничивающих реакторов на ввод Т1;
- дугогасящей группы на I секцию шин 6 кВ.

### **3.2 ОПУ совмещенное с ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ Карналлит**

В ОПУ предусматриваются помещения релейных панелей и щита постоянного тока, щита собственных нужд, аккумуляторной батареи. Установка щита собственных нужд и шкафов постоянного тока с аккумуляторной батареей предусматривается в I очередь реконструкции ПС.

В I очередь реконструкции в ЗРУ-6 кВ для подключение дугогасящего реактора ко II секции сборных шин 6 кВ и для подключения новых трансформаторов собственных нужд к I и II секциям сборных шин 6 кВ предусматривается установка трёх новых ячеек КРУ-6 кВ.

Во II очередь предусматривается установка одной ячейки КРУ-6 кВ для подключения дугогасящего реактора к I секции шин 6 кВ. Присоединение новых ячеек 6 кВ к существующим организовано через промежуточный шкаф кабельной вставкой.

Также предусматривается ремонт данного здания с заменой систем освещения, отопления, вентиляции и перепланировкой для организации помещения аккумуляторной.

Прокладка контрольных и силовых 0,4 кВ кабелей ОПУ осуществляется в кабельных каналах, расположенных в полу здания.

План расположения оборудования в ОПУ, совмещенном с ЗРУ-6 кВ для I и II очереди реконструкции ПС представлен на чертежах.

#### 4 Принципиальная электрическая схема ПС 110/6 кВ Карналлит

В соответствии с нормальной (перспективной) схемой сети ПС 110/6 кВ Карналлит присоединяется к сети 110 кВ двумя ВЛ-110 кВ «Карналлит 1» и ВЛ-110 кВ «Карналлит 2». Схема включения в сеть 110 кВ приведена на рис. 1.1.

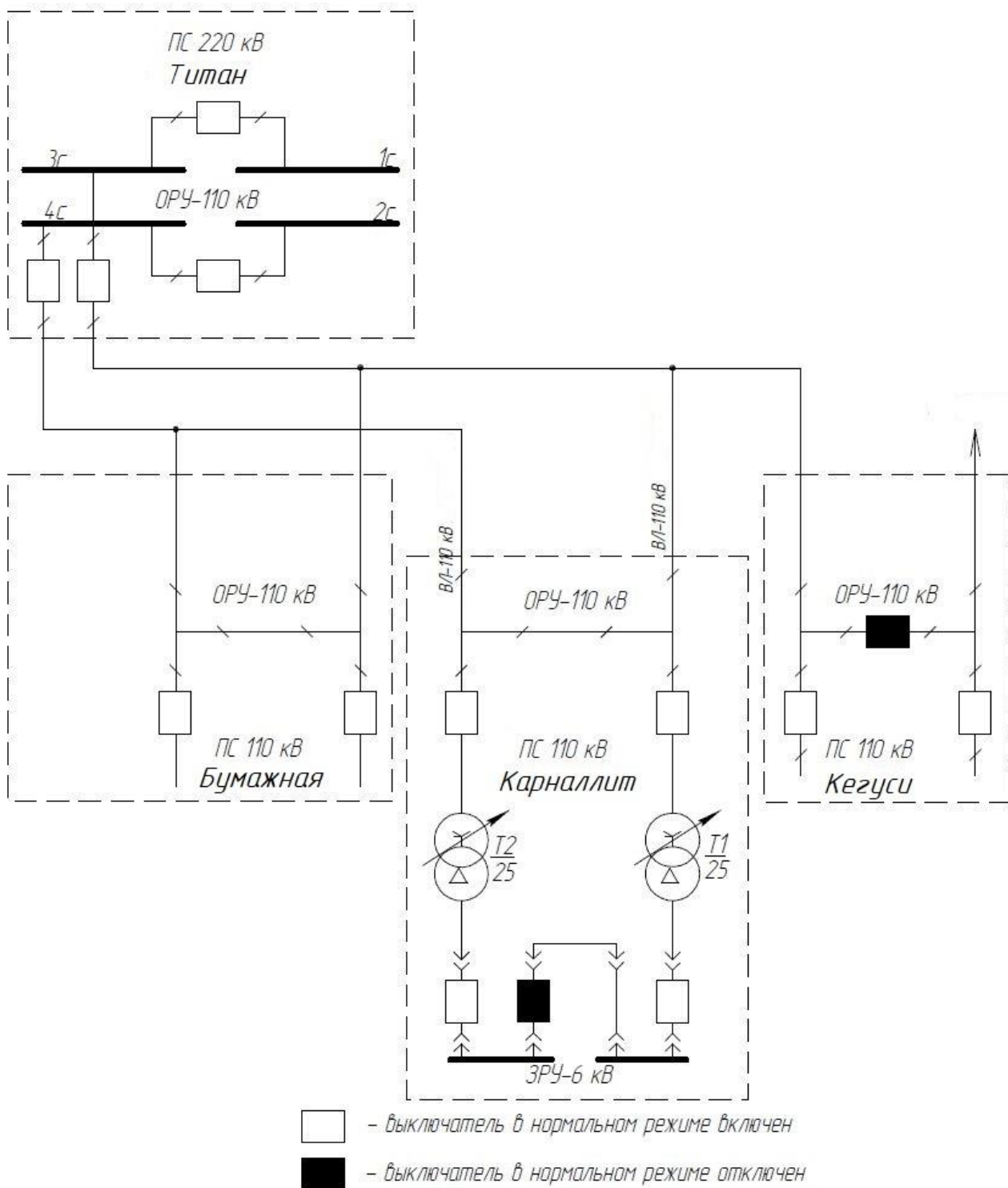


Рисунок 4.1 - Схема включения ПС 110/6 кВ Карналлит в сеть 110 кВ



ОРУ-110 кВ выполнено по схеме №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

ЗРУ-6 кВ выполнено по схеме №6-1 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Для выбора и проверки силового оборудования и ошиновки 110 и 6 кВ принята существующая нагрузка в сети 6 кВ с перспективой ее роста на 15%.

Замена существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 на более мощный повлекла за собой значительное увеличение значений токов короткого замыкания на стороне 6 кВ. В связи с этим, во избежание замены части оборудования 6 кВ ПС110/6 кВ Карналлит и части отходящих кабельных линий 6кВ, проектом предусматривается установка токоограничивающих реакторов.

Для компенсации емкостных токов в сети 6 кВ предусматривается установка дугогасящих реакторов. ДГР подключаются через фильтр присоединения нулевой последовательности, который подключается к I и II секциям сборных шин 6 кВ через ячейки с выключателями 6 кВ.

В связи с увеличением трансформаторной мощности, предусматривается замена существующих ТТ в ячейках ввода 6 кВ Т1 и Т2 на новый с большим номинальным током.

В соответствии с «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750». СО 153-34.20.122-2006, присоединение новых трансформаторов собственных нужд предусмотрено к шинам 6 кВ через ячейку КРУ-6 кВ с выключателем.

## 5 Выбор мощности трансформатора ПС 110/6 кВ Карналлит

В настоящее время на ПС установлен один силовой трансформатор мощностью 15 МВА и один - 16 МВА. В соответствии с техническим заданием по реконструкции ПС 110/6 кВ Карналлит предусматривается замена существующих силовых трансформаторов на новые, мощностью 25 МВА каждый.

С целью проведения анализа размеров приведенных затрат двух ближайших по мощности трансформаторов примем следующее условие:

$$S_{ном.т2} > S_{ном.т1} > S_{ном.т}$$
$$40 \text{ МВА} > 25 \text{ МВА} > 23 \text{ МВА}$$

### 5.1 Технико-экономический расчёт выбора трансформаторов

#### 5.1.1 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором ТДН 25000/110/6

Технические параметры ТДН 25000/110/6:

$$\Delta P_{XX} = 22 \text{ кВт} \quad \Delta P_{КЗ} = 120 \text{ кВт}$$

$$I_{XX\%} = 0.55\% \quad U_{К\%} = 10.5\%.$$

Потери реактивной мощности ( $Q_{xx}$ ) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (5.1)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,55}{100} \cdot 25000 = 137,5 \text{ кВар}.$$

Потери активной мощности ( $P'_{xx}$ ) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx} \quad (5.2)$$

$$P'_{xx} = 22 + 0.05 \cdot 137,5 = 29 \text{ кВт}$$

Где:  $K_{ин}$  – коэффициент изменения потерь принимаем 0,05 кВт/кВар.

Потери активной мощности ( $P_{К.В.}$ ) в режиме короткого замыкания обмоток трансформатора при полной нагрузке (свыше номинальной мощности режим не рассматривается):

$$P_{К.В.} = P_{К.Н.} = 0.5 \cdot P_{К.ВН-НН} \quad (5.3)$$

$$P_{К.В.} = 0,5 \cdot 120 = 60 \text{ кВт}$$

Произведем расчет напряжения в режиме короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего классов напряжения следующим образом:

$$U_{КВ} = 0,125 \cdot U_{ВН-НН} \quad (5.4)$$

$$U_{КВ} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$U_{К.Н.} = 1,75 \cdot U_{ВН-НН} \quad (5.5)$$

$$U_{К.Н.} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,37\%$$

Тогда потери реактивной мощности в режиме КЗ по обмоткам каждого класса можно определить, как:

$$Q_{КВ} = \frac{U_{КВ} \%}{100} \cdot S_{Н.Т} \quad (5.6)$$

$$Q_{КВ} = \frac{1,31}{100} \cdot 25000 = 327,5 \text{ кВар}$$

$$Q_{К.Н.} = \frac{U_{К.Н.}}{100} \cdot S_{Н.Т} \quad (5.7)$$

$$Q_{К.Н.} = \frac{18,37}{100} \cdot 25000 = 4592,5 \text{ кВар}$$

Приведённые потери активной мощности режима короткого замыкания трансформаторного оборудования:

$$P'_{KB} = P_{KBH} + K_{III} \cdot Q_{KB}, \text{ где } P_{KBH} = 0 \quad (5.8)$$

$$P'_{KB} = 0 + 0,05 \cdot 327,5 = 16,37 \text{ кВт}$$

$$P'_{KH} = P_{K3} + K_{III} \cdot Q_{KH} \quad (5.9)$$

$$P'_{KH} = 2 \cdot 120 + 0,05 \cdot 4592,5 = 289,6 \text{ кВт}$$

$$P'_K = P'_{KH} + P'_{KB} \quad (5.10)$$

$$P'_K = 289,60 + 16,37 = 306 \text{ кВт}$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки высшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} = 0,92$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки низшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зн} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} = 0,92$$

Произведем расчет потерь мощности трансформаторного оборудования:

$$P'_m = P_{xx}' + K_{зв}^2 \cdot P'_{к.вн} + K_{зн}^2 \cdot P'_{к.н}. \quad (5.11)$$

$$P'_m = 29 + 0,92^2 \cdot 16,37 + 0,92^2 \cdot 289,60 = 165,35 \text{ кВт.}$$

Расчет потерь электрической энергии холостого хода:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i \quad (5.12)$$

Где:  $n_m$  - количество трансформаторного оборудования подстанции, находящегося в параллельной работе.

Суммарные потери в режиме х.х.:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i}; \quad (5.13)$$

Расчет потерь электрической энергии в режиме к.з.:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P''_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P''_{к.лн} \cdot K_{зл}^2 \cdot T_i; \quad (5.14)$$

Где:  $T_i$  – временной период пребывания некоторой нагрузки  $S_i$ .

Результирующие значения потерь в режиме короткого замыкания вычисляются следующим образом:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i} \quad (5.15)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах ПС:

$$\Delta W_{пс} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{кvi} + \Delta W_{кci} + \Delta W_{кni}. \quad (5.16)$$

Экономическая нагрузка  $S_{э}$ :

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}}; \quad (5.17)$$

$$S_{э.пс} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{29}{306}} = 7,69 \text{ МВА.}$$

Расчётные данные по потерям электроэнергии внесены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 - Расчётные данные по потерям электроэнергии

Ступени	$S_{ВНi}$ , МВА	$S_{ННi}$ , МВА	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.ннi}$	$\Delta W_{к.вi}$ , кВт*ч	$\Delta W_{к.нi}$ , кВт*ч
1	24,6	24,6	2	213	9372	0,98	0,98	6187,16	29863,3
2	24,4	24,4	2	426	18744	0,98	0,98	12173,9	58759,5
3	23,4	23,4	2	319,5	14058	0,94	0,94	8397,38	40531,4
4	23,1	23,1	2	517	22748	0,92	0,92	13242,1	63915
5	22,3	22,3	2	213	9372	0,89	0,89	5084,29	24540,2
6	20,5	20,5	2	547,5	24090	0,82	0,82	11044,2	53306,5
7	19,7	19,7	2	973,5	42834	0,79	0,79	18134,7	87530
8	18,5	18,5	2	213	9372	0,74	0,74	3499,16	16889,3
9	17,7	17,7	2	365	16060	0,71	0,71	5488,84	26492,8
10	16,7	16,7	2	912,5	40150	0,67	0,67	12215,4	58959,6
11	15,3	15,3	2	912	40128	0,61	0,61	10247,5	49461,4
12	13,9	13,9	2	182,5	8030	0,56	0,56	1692,52	8169,23
13	12,5	12,5	2	106,5	4686	0,50	0,50	798,75	3855,3
14	10,7	10,7	2	289	12716	0,43	0,43	1588,21	7665,74
15	9,7	9,7	2	182,5	8030	0,39	0,39	824,228	3978,28
16	9,1	9,1	2	213	9372	0,36	0,36	846,649	4086,49
17	8,5	8,5	2	152	6688	0,34	0,34	527,136	2544,31
18	7	7	1	654	14388	0,28	0,28	3076,42	14848,8
19	4,5	4,5	1	228	5016	0,18	0,18	443,232	2139,33
20	4,1	4,1	1	608,5	13387	0,16	0,16	981,973	4739,66
21	3,4	3,4	1	152	3344	0,14	0,14	168,684	814,179
22	2,6	2,6	1	380	8360	0,10	0,10	246,605	1190,28
				8760	340945			116909	564281
итого	1022134,56								

Произведем оценку потерь электрической энергии трансформаторе ТРДН 25000/110/6, имея расчётные данные:

$$\begin{aligned}\Delta W_{nc} &= 1,022 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \\ \Sigma \Delta W_{xx} &= 0,341 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \\ \Sigma \Delta W_{кз} &= 0,681 \text{ МВт}\cdot\text{ч}\end{aligned}$$

Ценовая стоимость потерь электрической энергии трансформаторе ТРДН 25000/110/6:

$$\begin{aligned}I_{\Delta W_{nc}} &= C_{\text{эx}} T_x \Delta W_{xx} + C_{\text{эк}}(t) \Delta W_{кз} \\ I_{\Delta W_{nc}} &= 0,012 \cdot 341 \cdot 10^3 + 0,013 \cdot 681 \cdot 10^3 = 12,45 \cdot 10^3 \text{ руб.},\end{aligned}\tag{5.18}$$

Где:  $C_{\text{эx}} T_x = 0,012 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$  – стоимость 1 кВт·ч потерь;

$C_{\text{эк}}(t) = 0,013 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$  – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь электроэнергии трансформаторов.

Приведённые затраты:

$$\begin{aligned}Z_{np} &= E_n \cdot K + I = E_n \cdot K_1 + I_{\text{э}} + I_{\text{wnc}} \\ Z_{np} &= 0,15 \cdot 36 \cdot 10^6 + 3,84 \cdot 10^6 + 12,45 \cdot 10^6 = 21,69 \cdot 10^6 \text{ руб.},\end{aligned}\tag{5.19}$$

Где:  $E_n=0,15$  – коэффициент эффективности функционирования;

$K$  – капитальные затраты на оборудование ПС, руб

$$K_1 = 1 \cdot K = 2 \cdot 18\,000\,000 = 36\,000\,000 \text{ руб.};$$

$I_{\text{э}} = K \cdot P_{\text{сум}}$  – ежегодные эксплуатационные издержки, руб;

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K_1\tag{5.20}$$

$$I_{\text{э}} = 0,094 \cdot 36\,000\,000 = 3\,384\,000 \text{ руб.};$$

$P_{\text{сум}} = 0,094$  - амортизационный коэффициент

### 5.1.2 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором ТДН 40000/110/6

Технические параметры ТДН 40000/110/6:

$$\Delta P_{XX} = 42 \text{ кВт} \quad \Delta P_{K3} = 175 \text{ кВт}$$

$$I_{XX\%} = 0,7\% \quad U_{K\%} = 10,5\%.$$

Потери реактивной мощности ( $Q_{xx}$ ) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 40000 = 280 \text{ кВар}.$$

Потери активной мощности ( $P'_{xx}$ ) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$P'_{xx} = 42 + 0,05 \cdot 280 = 56 \text{ кВт}$$

Где:  $K_{ин}$  – коэффициент изменения потерь принимаем 0,05 кВт/кВар.

Потери активной мощности ( $P_{K.B.}$ ) в режиме короткого замыкания обмоток трансформатора при полной загрузке (свыше номинальной мощности режим не рассматривается):

$$P_{K.B.} = 0,5 \cdot 175 = 87,5 \text{ кВА}$$

Произведем расчет напряжения в режиме короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего классов напряжения следующим образом:

$$U_{KB} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$U_{K.HH} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,37\%$$

Тогда потери реактивной мощности в режиме кз по обмоткам каждого класса можно определить, как:



$$Q_{KB} = \frac{1,31}{100} \cdot 40000 = 524 \text{ кВар}$$

$$Q_{к.НН} = \frac{18,37}{100} \cdot 40000 = 7348 \text{ кВар}$$

Приведённые потери активной мощности режима короткого замыкания трансформаторного оборудования:

$$P'_{KB} = 0 + 0,05 \cdot 524 = 26 \text{ кВт}$$

$$P'_{KH} = 2 \cdot 175 + 0,05 \cdot 7348 = 717 \text{ кВт}$$

$$P'_K = 717 + 26 = 743 \text{ кВт}$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки высшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} = 0,57$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки низшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зН} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} = 0,57$$

Произведем расчет потерь мощности трансформаторного оборудования:

$$P'_m = 56 + 0,57^2 \cdot 26 + 0,57^2 \cdot 717 = 185 \text{ кВт.}$$

Экономическая нагрузка  $S_{э,э}$ :

$$S_{э.пс} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{56}{743}} = 10,98 \text{ МВА.}$$

Расчётные данные по потерям электроэнергии внесены в табл. 5.2.

Таблица 5.2- Расчётные данные по потерям электроэнергии

Ступени	$S_{ВНi},$ MBA	$S_{ННi},$ MBA	$n_i$	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.ннi}$	$\Delta W_{к.вi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.ннi},$ кВт*ч
1	24,6	24,6	2	213	17892	0,62	0,62	3524,58	28881,5
2	24,4	24,4	2	426	35784	0,61	0,61	6935,01	56827,5
3	23,4	23,4	2	319,5	26838	0,59	0,59	4783,66	39198,7
4	23,1	23,1	2	517	43428	0,58	0,58	7543,49	61813,5
5	22,3	22,3	2	213	17892	0,56	0,56	2896,33	23733,3
6	20,5	20,5	2	547,5	45990	0,51	0,51	6291,44	51553,8
7	19,7	19,7	2	973,5	81774	0,49	0,49	10330,6	84652,1
8	18,5	18,5	2	213	17892	0,46	0,46	1993,34	16334
9	17,7	17,7	2	365	30660	0,44	0,44	3126,78	25621,7
10	16,7	16,7	2	912,5	76650	0,42	0,42	6958,63	57021
11	15,3	15,3	2	912	76608	0,38	0,38	5837,62	47835,1
12	13,9	13,9	2	182,5	15330	0,35	0,35	964,163	7900,63
13	12,5	12,5	2	106,5	8946	0,31	0,31	455,017	3728,54
14	10,7	10,7	1	289	12138	0,27	0,27	1809,48	14827,4
15	9,7	9,7	1	182,5	7665	0,24	0,24	939,062	7694,94
16	9,1	9,1	1	213	8946	0,23	0,23	964,607	7904,27
17	8,5	8,5	1	152	6384	0,21	0,21	600,578	4921,31
18	7	7	1	654	27468	0,18	0,18	1752,52	14360,6
19	4,5	4,5	1	228	9576	0,11	0,11	252,492	2068,99
20	4,1	4,1	1	608,5	25557	0,10	0,10	559,392	4583,82
21	3,4	3,4	1	152	6384	0,09	0,09	96,0925	787,409
22	2,6	2,6	1	380	15960	0,07	0,07	140,481	1151,14
				8760	615762			68755,4	563401
Итого потери по ТП:				1247918,74					

Произведем оценку потерь электрической энергии трансформаторе ТДН 40000/110/6, имея расчётные данные:

$$\Delta W_{\text{пс}} = 1,247 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{\text{хх}} = 0,616 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{\text{кз}} = 0,632 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Ценовая стоимость потерь электрической энергии трансформаторе ТРДН 40000/110/6:

$$I_{\Delta W_{\text{пс}}} = 0,012 \cdot 616 \cdot 10^3 + 0,013 \cdot 632 \cdot 10^3 = 15,61 \cdot 10^3 \text{ руб.},$$

Приведённые затраты:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 44 \cdot 10^6 + 4,14 \cdot 10^6 + 15,61 \cdot 10^6 = 26,35 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

$$K_1 = 1 \cdot K = 2 \cdot 22\,000\,000 = 44\,000\,000 \text{ руб.};$$

$$I_{\text{э}} = 0,094 \cdot 44\,000\,000 = 4\,136\,000 \text{ руб.};$$

Принимаем к установке трансформатор ТДН 25000/110/6 на основании меньших затрат.

## 6 Расчет токов короткого замыкания ПС 110/6 кВ Карналлит

Для определения требований к вновь устанавливаемой коммутационной аппаратуре и проверки соответствия установленной аппаратуры ожидаемым токам к.з. на шинах существующей ПС 110 кВ Карналлит был произведен расчет токов к.з. Схема замещения ПС представлена на рис.6.1.

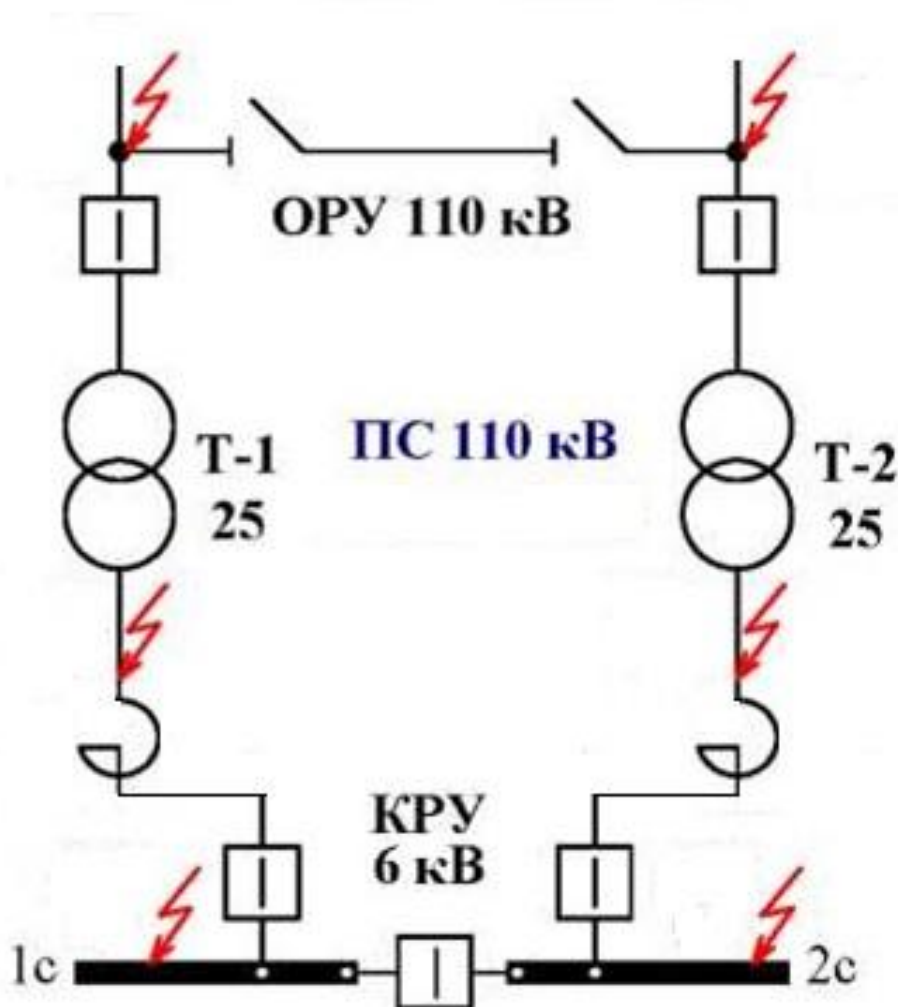


Рисунок 6.1 - Схема замещения ПС Карналлит для токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания был выполнен для нормального режима работы системы. Все токи и сопротивления были приведены к своим уровням напряжений. Результаты расчетов представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Результаты расчетов токов короткого замыкания

Место КЗ	Нормальный режим		
	1_1ф, А	1_3ф, А	1уд, А
ГПП Карналлит 1Т ОРУ-110 кВ	6164.4	7494.5	14389.7
ГПП Карналлит 2Т ОРУ-110 кВ	6203.1	7499.2	14412.5
ГПП Карналлит 1Т ЗРУ-6 кВ до реактора	-	11795.8	30511.1
ГПП Карналлит 2Т ЗРУ-6 кВ до реактора	-	11860.6	27011.5
ГПП Карналлит с1 ЗРУ-6 кВ	-	7456.2	19500.4
ГПП Карналлит с2 ЗРУ-6 кВ	-	7480.0	19508.8

Из расчетов токов к.з. видно, что уровень токов трехфазного к.з. на шинах 6 кВ достигает 27 кА. Для ограничения токов короткого замыкания на шинах 6кВ рекомендуется установка токоограничивающих реакторов с сопротивлением не менее 0,35 Ом на выводах 6 кВ трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Карналлит. Установка ректоров позволит уменьшить уровни токов трехфазного к.з. на шинах 6 кВ до приемлемых значений (6,42-6,76 кА).

## 7 Выбор схемы электроснабжения и основного электротехнического оборудования ПС 110/6 кВ Карналлит

На основании расчетных данных о токах короткого замыкания произведен выбор основанного электротехнического оборудования главной понизительной подстанции 110/6 кВ Карналлит.

Перечень электротехнического оборудования за исключением силового трансформатора представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оборудование принятое к установке на реконструируемом объекте ПС 110/6 кВ Карналлит

Номер п/п	Наименование оборудования	Тип
<b>Оборудование 110 кВ</b>		
1	Ограничитель перенапряжения	ОПН-110/56-10/650(II)4 УХЛ1
2	Разъединитель трехполюсный	РГНП.2-110.II/1000 УХЛ1
3	Разъединитель трехполюсный	РГНП.16-110.II/1000 УХЛ1
4	Выключатель элегазовый	3АР10Т-145/ЕК
<b>Оборудование 35 кВ</b>		
5	Трансформатор тока	ТВ 35-1 У2
6	Разъединитель	РПГ.16-35/1000 УХЛ1
<b>Оборудование 6 кВ</b>		
7	Реактор дугогасящий	РДМР-300/6,3 У1
8	Ограничитель перенапряжения	ОПН-6/7,2-10/650(II) УХЛ1
9	Фильтр присоединения	ЗМЗО-200/6,6 УХЛ1
10	Трансформатор собственных нужд	ТМГ-100 кВА, 6/0,4 кВ У1
11	Выключатель вакуумный	ВВУ-СЭЩ-33-10-20/2000
12	Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10
13	Реактор токоограничивающий	РТСТГ 6-2500-0,14 У1

## **8 Релейная защита и автоматика ПС 110/6 кВ Карналлит**

### **8.1 Состав комплекса РЗА**

В структуру комплекса РЗА входят:

1) основная защита силового трансформатора на базе терминала "Сириус-Т" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект защиты БПВА.468263.006-01 (комплект А01 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- ДЗТ с торможением от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- ДТО;
- МТЗ ВН;
- ЗП ВН;
- пуск автоматики охлаждения;
- блокировку РПН при перегрузке;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней ГЗ Т, ГЗ РПН Т, датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;

- контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора;

2) резервная защита трансформатора и АУВ ВВ-110 кВ на базе терминала "Сириус-УВ" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.022-01 (комплект А02 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- МТЗ ВН от многофазных КЗ;
- АУВ;
- УРОВ;
- прием сигналов от газовых защит трансформатора и РПН;
- контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора;

3) защита ВВ-6 кВ на базе терминала "Сириус-2-В" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.004 (комплект А03 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- трехступенчатая МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;
- защита минимального напряжения;
- ЛЗШ;
- АУВ;
- УРОВ;
- однократное АПВ;

4) АРКТ трансформатора на базе терминала "Сириус-2-РН" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.005-01, выполняющий следующие функции:

- автоматического поддержания напряжения в заданных пределах;
- ручного регулирования напряжения;
- блокировку РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;
- блокировку РПН при превышении  $3U_0$ ;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН;

5) защита СВ-6 кВ на базе терминала "Сириус-2-С" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА, выполняющий следующие функции:

- трехступенчатая МТЗ;
- АУВ;
- УРОВ;
- ЛЗШ;
- АВР;



б) автоматика ТН-6 кВ на базе терминала "Сириус-ТН" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.018;

7) защита ВЛ-6 кВ на базе терминала "Сириус-2-Л" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который устанавливается в релейных отсеках ячеек линий 6 кВ и выполняет следующие функции:

- трехступенчатая МТЗ;
- ТО;
- АУВ;
- УРОВ;
- ЛЗШ;

8) автоматика АЧР-6 кВ на базе терминала "Сириус-2-АЧР" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.112;

9) автоматика ДГР-6 кВ и ОПФ-6 кВ на базе шкафа Бреслер-0117.068.2.30 производства НПП "Бреслер".

Общий состав НКУ в части РЗА представлен в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Состав НКУ

Наименование НКУ	Количество и тип	Тип установленно о терминала	Место установки НКУ	Защиты и автоматика	Примеч.
Шкаф защиты и автоматики трансформатора	ШЭРА-Т-4002	Сириус-Т	ОПУ (F2, F4)	ДЗТ, ДТО, ГЗ Т, ГЗ РПН Т, ЗП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН, охлаждение	-
		Сириус-УВ		МТЗ ВН, ГЗ, АУВ, УРОВ	-
		Сириус-2-В		МТЗ НН/У, АУВ, ЛЗШ, УРОВ	-
		Сириус-2 РН		АРКТ	-
Шкаф ЦС	ШЭРА-ЦС-2001	Сириус-ЦС	ОПУ (Н1)	-	-
Шкаф защиты СВ-6 кВ и ТН-6 кВ	ШЭРА-С10-3001	Сириус-2-С	ОПУ (F3)	МТЗ СВ, АУВ, УРОВ, ЛЗШ	-
		2хСириус-ТН		ЗМН	-
Шкаф АЧР	ШЭРА-АЧР-	2хСириус-2-	ОПУ (F5)	АЧР, ЧАПВ	-

Наименование НКУ	Количество и тип	Тип установленного терминала	Место установки НКУ	Защиты и автоматика	Примеч.
	2002	АЧР			
Панель организации питания ОБР, реле-повторители давления элегаза, ТН-110 кВ, контроль уровня воды в маслобункере	Нетиповая	САУ-М6	ОПУ (А6)	-	-
Шкаф автоматики ДГК и ОПФ-6 кВ	Бреслер-0117.068.2.30	Бреслер-0117.060.2	ОПУ (А7)	Автоматика ДГК	-
		Бреслер 0117.080.2.30		СЗЗ	-
Шкаф защиты линии 6 кВ	Нетиповой	Сириус-2-Л	ЗРУ-6 кВ (в ячейках ВЛ-6 кВ)	МТЗ, ТО, АУВ, УРОВ, ЛЗШ	-
Шкаф дуговой защиты РУ-6 кВ	-	2хОВОД-МД	ЗРУ-6 кВ	ЗДЗ	-

## 8.2 Дифференциальная защита трансформатора

В качестве основной быстродействующей защиты трансформатора от КЗ между фазами, однофазных КЗ на землю и от замыканий витков одной фазы используется дифференциальная токовая защита (комплект основной защиты).

ДЗТ подключается на сторонах ВН и НН к трансформаторам тока вводов 110 и 6 кВ соответственно. Трансформаторы тока соединяются по схеме «звезда». В устройстве "Сириус-Т" выполнена цифровая сборка токовых цепей в треугольник.

Обе ступени ДЗТ действуют без выдержки времени на отключение выключателей всех сторон трансформатора.

Кроме того, в устройстве "Сириус-Т" есть ступень дифференциальной защиты ДЗТ-3, которая сигнализирует о небалансе в плечах дифференциальной защиты.

Блокировка по второй гармонике от бросков тока намагничивания основывается на контроле действующего значения второй гармоники к действующему значению первой гармоники дифференциального тока. Срабатывание ступени блокируется с торможением, если контролируемое соотношение превышает уставку " $I_{\partial 2}/I_{\partial 1}$ ".

### **8.3 Газовая защита трансформатора и защита контакторов устройства РПН**

Газовая защита применяется в качестве чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформатора.

ГЗ Т имеет две ступени: первая ступень выполняется с действием на сигнал, а вторая ступень - на отключение трансформатора без выдержки времени. Сигнал первой ступени ГЗ Т заводится на вход "Газовая защита трансформатора". При этом выдается сигнал на отключение выключателей всех сторон трансформатора и срабатывает светодиодная сигнализация на устройстве "Сириус-Т". Сигнал второй ступени ГЗ Т заводится на вход "Сигнализация газовой защиты". При этом срабатывает светодиодная сигнализация и не выдается сигнал на отключение выключателей.

Защита (реле Бухгольца с двумя отключающими контактами) контактора РПН трансформатора имеет одну ступень, которая действует на отключение трансформатора без выдержки времени. Сигнал ГЗ РПН Т заводится на вход "Газовая защита РПН" устройства "Сириус-Т".

Действие ГЗ Т и ГЗ РПН Т на отключение трансформатора осуществляется через комплект основных защит и комплект резервных защит трансформатора. Для этого на трансформатор устанавливается газовое реле RS-2001 с двумя отключающими контактами, которые заводятся в комплект

основных защит и в комплект резервных защит трансформатора. При выводе одного из комплектов защит трансформатора действие ГЗ Т и ГЗ РПН Т сохраняется в полном объеме. В каждом комплекте защиты предусмотрен переключатель для перевода действия газовой защиты на сигнал.

Предусмотрен контроль изоляции цепей ГЗ Т и ГЗ РПН Т с помощью устройств "Орион-КИ".

#### **8.4 Автоматическое регулирование под нагрузкой коэффициента трансформации (АРКТ) трансформатора и блокировка РПН при перегрузке**

Автоматическое изменение под нагрузкой коэффициента трансформации предусматривается для поддержания напряжений в узловых точках электрической системы в заданных пределах.

Терминал АРКТ подключается к трансформаторам напряжения стороны 6 кВ, по которой ведется регулирование. Для контроля токов перегрузки по стороне 6 кВ, терминал АРКТ имеет аналоговый вход, к которому подключается одна фаза трансформатора тока ВВ-6 кВ, и одна фаза трансформатора тока СВ-6 кВ.

При перегрузке трансформатора по стороне ВН, АРКТ принимает от основной защиты трансформатора сигнал "Блокировка РПН". При перегреве трансформатора на устройство "Сириус-2-РН" поступает сигнал от датчика температуры на трансформаторе и АРКТ блокируется. Кроме того, действие АРКТ блокируется при отключенном выключателе ВВ-6 кВ.

#### **8.5 Максимальная токовая защита стороны высшего напряжения трансформатора (МТЗ ВН)**

Токовые цепи защиты подключаются к обмоткам трансформаторов тока, встроенных в выключатель ввода 110 кВ.

МТЗ ВН имеет 2 ступени с независимой времятоковой характеристикой и контролирует три фазных тока стороны ВН трансформатора. Количество ступеней задается уставкой. Обе ступени функционально идентичные.

Внутри терминала выполнена цифровая сборка токовых цепей в треугольник.

### **8.6 Максимальная токовая защита стороны низшего напряжения трансформатора с пуском по напряжению**

Максимальная токовая защита низшего напряжения трансформатора предусматривается для резервирования защиты ВВ-6 кВ от многофазных КЗ (в комплекте основных защит трансформатора).

Токовые цепи МТЗ НН подключаются к обмотке 10 Р трансформатора тока, установленного на вводе 6 кВ. Орган тока защиты выполняется в трехфазном исполнении и реагируют на максимальный ток одной из трех фаз.

Защита имеет одну ступень с независимой времятоковой характеристикой и контролирует три фазных тока низшей стороны силового трансформатора.

Орган напряжения блокирует защиту, если напряжение на шинах 6 кВ выше уставки срабатывания.

При появлении в течение 3 с сигнала на входе "РПВ НН" автоматически вводится ускорение ступени МТЗ НН.

Предусмотрена возможность запрета АПВ ВВ-6 кВ от МТЗ НН.

### **8.7 Автоматика охлаждения трансформатора**

Для автоматика охлаждения трансформатора используется шкаф типа ШУ-Д-06-24-12УХЛ1 производства "Ладафлект" г. Тольятти, установленный на силовом трансформаторе. Кроме того, пуск охлаждения трансформатора осуществляется от комплекта основных защит трансформатора при превышении током заданной уставки или при появлении дискретного сигнала

от датчика температуры, установленного на трансформаторе. Контролируются три фазы тока на стороне ВН.

### **8.8 Защита ВВ-6 кВ (МТЗ)**

Основная защита ВВ-6 кВ выполнена на устройстве "Сириус-2-В" в комплекте А03 шкафа ШЭРА-Т-4002.

МТЗ выполнена трехступенчатой. Первая - МТЗ-1 - имеет независимую выдержку времени, вторая и третья - МТЗ-2 и МТЗ-3 - имеют зависимую или независимую выдержку времени (выбирается уставкой одна из шести характеристик).

Для повышения чувствительности защиты используется пуск по напряжению.

Любая из ступеней МТЗ может быть выведена из работы и работать на сигнализацию или на отключение выключателя.

### **8.9 АВР-6 кВ**

При отключении одного из вводов 6 кВ с устройства "Сириус-2-В" защиты данного ввода поступает выходной сигнал "Включение от АВР" на устройство защиты СВ-6 кВ "Сириус-2-С". При этом происходит включение СВ-6 кВ. Работа АВР блокируется при работе МТЗ, ЛЗШ, отключении по цепям УРОВ и ЗДЗ, от ключа ввода/вывода.

### **8.10 Защита и автоматика СВ-6 кВ**

Для защиты и автоматики СВ-6 кВ используется микропроцессорное устройство "Сириус-2-С", которое установлено в шкафу ШЭРА-С10-3001 производства ЗАО "Радиус-Автоматика" (шкаф F3).

В устройстве "Сириус-2-С" используются следующие функции защиты и автоматики:

- трехступенчатая МТЗ (первая ступень – отсечка с независимой времятоковой характеристикой, вторая и третья ступени – МТЗ с зависимыми или независимыми времятоковыми характеристиками);

- функции управления выключателем (включение, отключение от ключа и от цепей телемеханики). Обеспечивается блокировка от многократного включения выключателя (защита от прыгания");

- УРОВ. Выходной сигнал УРОВ запускается при любом срабатывании устройства на отключение выключателя при аварийном отключении, выдается на отключение выключателя ВВ-6 кВ. УРОВ выполнено с контролем по току;

- входы для подключения дискретных сигналов о срабатывании дуговой защиты 1 с.ш. и 2 с.ш. Для увеличения надежности и отстройки от ложных срабатываний может использоваться дополнительный контроль по току.

Устройство "Сириус-2-С" имеет 13 дискретных входов с функцией, которая выбирается уставкой из меню. Для увеличения универсальности устройства «Сириус-2-С» в нем предусмотрены 4 свободно программируемые реле, назначение которых задается уставками.

### **8.11 Защита линии 6 кВ**

Для защиты линий 6 кВ используются микропроцессорные устройства "Сириус-2-Л", которые установлены в релейных отсеках соответствующих ячеек ЗРУ-6 кВ.

В устройстве "Сириус-2-Л" используются следующие функции защиты и автоматики:

четырёхступенчатая МТЗ. 1-я ступень – это отсечка с независимой времятоковой характеристикой. 2-я и 3-я ступени – это МТЗ с зависимой или независимой характеристикой. 4-я ступень предназначена для отключения присоединения при длительном превышении током заданной уставки. Она может действовать на отключение или на сигнализацию, может быть включена или отключена;

ускорение ступеней МТЗ 1, 2 и 3-й. Ускорение вводится автоматически при любых включениях выключателя. Ввод ускорения может быть отключен уставками.

защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ). Защита реализована по сумме токов высших гармоник – 3-й, 5-й, 7-й и 9-й. При этом данные частоты выделяются цифровым фильтром и происходит полное подавление сигнала основной частоты 50 Гц. Защита может действовать как на отключение, так и на сигнализацию;

функции управления выключателем (включение, отключение от ключа и от цепей телемеханики). Обеспечивается блокировка от многократного включения выключателя (защита от "прыгания");

УРОВ. Выходной сигнал УРОВ формируется при срабатывании токовых защит устройства "Сириус-2-Л" или по входам внешних защит после задержки на время уставки.

определение места повреждения (ОМП). Определение места повреждения производится только при отключении выключателя от собственных МТЗ.

### **8.12 Дуговая защита шин 6 кВ**

Дуговая защита выполнена на устройстве "ОВОД-МД". Используется одно устройство на каждую секцию шин.

ЗДЗ-6 кВ выполнено с контролем по току. Для этого на устройстве "ОВОД-МД" предусмотрены входы от сигналов пуска МТЗ с устройств защиты ВВ-6 кВ и СВ-6 кВ.

При возникновении дугового замыкания в линейных ячейках и на сборных шинах выдается сигнал на отключение ВВ-6 кВ и СВ-6 кВ. При возникновении дугового замыкания в ячейке ввода выше вводного выключателя выдается сигнал на отключение ВВ-110 кВ.



### **8.13 Автоматическая частотная разгрузка (АЧР-6 кВ)**

Для АЧР в проекте предусмотрено 2 микропроцессорных устройства "Сириус-2-АЧР", которые расположены в релейном зале ОПУ в шкафу F5 (ШЭРА-АЧР-2002).

Устройство "Сириус-2- АЧР" подключается к цепям напряжения и тока на вводе 6 кВ. Устройство формирует 4 очереди АЧР, которые заводятся на отключение отходящих присоединений, и 4 очереди ЧАПВ, которые заводятся на включение отходящих присоединений. При срабатывании любой очереди АЧР или ЧАПВ срабатывает светодиодная сигнализация и замыкаются контакты выходных реле.

Каждой из ступеней АЧР может быть назначена I, II или совмещенная категория. I категория – быстродействующая (0,1-0,2 сек), частота срабатывания 47-48,5 Гц. II категория имеет большее время срабатывания (несколько десятков секунд) и более высокую частоту (48-49,5 Гц). Если ступени обеих категорий срабатывают на одно общее выходное реле, то это совмещенная категория АЧР.

Сигнал срабатывания АЧР и неисправности устройства "Сириус-2-АЧР" заводится в схему центральной сигнализации.

### **8.14 Защита от замыканий на землю с определением поврежденного фидера (ОПФ)**

ОПФ выполнено с действием на сигнал на базе комбинированного шкафа автоматики ДГР и ОПФ Бреслер-0117.068.2.30 производства НПП "Бреслер". В шкаф заводятся токовые цепи от трансформаторов тока нулевой последовательности всех присоединений 6 кВ. Кроме того, данный шкаф осуществляет автоматику ДГР.

Принцип выявления ОЗЗ основан на контроле величины напряжения нулевой последовательности  $3 \cdot U_0$ , снимаемой с обмотки разомкнутого треугольника ТН контролируемой системы шин.

## **8.15 Основные характеристики устройств релейной защиты и автоматики**

Все устройства РЗА, вновь устанавливаемые на ПС-110/6 кВ "Карналлит" выполнены с использованием МП терминалов, производства ЗАО "Радиус-Автоматика", отвечающих всем ниже перечисленным требованиям.

### **Характеристики цепей переменного тока терминалов**

- Число входов 6.
- Номинальный ток  $I_H = 5$  А.
- Ток термической стойкости  $3 \times I_H$  (длительно).
- Ток двухсекундной стойкости  $40 \times I_H$ .
- Потребление на фазу при  $I_H$  не более 0,5 В·А.

### **Характеристики цепей переменного напряжения терминалов**

- Число входов по напряжению 4.
- Линейное номинальное  $U_H = 100$  В.
- Напряжение термической стойкости  $1,5 \times U_H$  (длительно).
- Напряжение термической стойкости  $2 \times U_H$  (в течение 2 с).
- Рабочий диапазон напряжений  $(0,01 \div 1,2) \times U_H$ .
- Потребление на фазу при  $U_H < 0,5$  ВА.

### **Характеристики дискретных входов терминалов**

- Постоянное номинальное напряжение каждого входа  $U_{ВХ.Н.} = 220$  В.
- Входной ток не более 20 мА.
- Напряжение надежного срабатывания 160...220 В.
- Напряжение надежного несрабатывания 0...120 В.
- Длительность сигнала не менее 25 мс.
- Входы не имеют гальванической связи с элементами, расположенными внутри терминала.

### **Характеристики выходных цепей терминалов**

- Выходы терминалов выполнены контактными, исключаящими гальваническую связь с элементами, расположенными внутри терминала.
- Выходы содержат как замыкающие, так и размыкающие контакты.
- Выходные контакты могут коммутировать напряжение постоянного тока до 300 В.
- Контакты обеспечивают размыкание постоянного тока не более 0,15А при активно-индуктивной нагрузке и постоянной времени цепи  $L/R = 50$  мс.
- Контакты обеспечивают замыкание и размыкание цепей переменного тока до 6 А при активно-индуктивной нагрузке с постоянной времени  $L/R = 50$  мс.

## 9 Постоянный оперативный ток

Система оперативного постоянного тока выполнена с соблюдением «Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ» СО 153 -34. 20.122-2006.

Для организации системы постоянного оперативного тока напряжением 220 В в проекте предусмотрена установка щита постоянного тока производства ООО НПП «Экра» г. Чебоксары.

В качестве резервного источника питания устанавливается батарея стеллажного размещения 8GroE200 емкостью 200 А\*ч (108 элементов, напряжение заряда каждого элемента – 2,23-2,4 В). В качестве зарядно-выпрямительных устройств использованы НРТ-40.220 ХЕ производства «Ольдам», максимальный выходной ток данных ЗВУ составляет 40 А. ЗВУ запитаны от щита собственных нужд напряжением ~380 В.

В качестве питающего кабеля шинок ЩПТ от АБ применен кабель с кислотостойкой изоляцией ВРГ 1х50. Для питания потребителей постоянного тока используются кабели с медными жилами не поддерживающие горение и с малым дымообразованием (КВВГЭнг-LS).

В первую очередь реконструкции с ЩПТ предусмотрено питание терминалов защит силового трансформатора Т-2, цепей управления выключателем QT2G, оперативных цепей и цепей автоматики управления ввода 2 с.ш., а также части ВЛ 1 и 2 с.ш. ЗРУ-6 кВ. Во вторую очередь реконструкции к потребителям ЩПТ добавится питание терминалов защит силового трансформатора Т-1, цепей управления выключателя QT1G, оперативных цепей и цепей автоматики управления ввода 1 с.ш. и оставшейся части ВЛ 1 и 2 с.ш. ЗРУ- 6кВ.

Также предусматривается перевод питания электромагнитов выключателей ВБЭС-10 ЗРУ-6 кВ с переменного на постоянный ток, в связи с

этим за толчковый ток принимаем наибольший ток, потребляемый электромагнитами включения шести выключателей ВБЭС-10 в режиме ЧАПВ.

Таблица 9.1 - Результаты расчета нагрузок постоянного тока

№	Наименование	Мощность нагрузки в нормальном режиме, Вт	Ток нагрузки в нормальном режиме, А	Максимальная мощность в режиме срабатывания, Вт	Максимальный ток в режиме срабатывания, А
1	Питание ШУ 1 участок	230	1,0	11308	51,4
2	Питание ШУ 2 участок	290	1,3	616	2,8
3	Питание ШУ 3, 4 участок	780	3,5	53834	244,7
4	Питание шинки сигнализации	-	-	650	3,0
5	Питание измерительных приборов	100	0,5	-	-
6	Питание аварийного освещения	-	-	500	2,3
7	Итого:	1400	6,3	66908	304,2

## 10 Собственные нужды ПС 110/6 кВ Карналлит

Приемниками собственных нужд являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, электроподогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, установленных на открытом воздухе, двигатели заводки пружин приводов выключателей, привода разъединителей 110кВ, связь и т.п.

Потребителями в ОПУ, совмещенном с ЗРУ-6 кВ, являются: электроотопление, вентиляция, кондиционирование и освещение. Напряжение данной группы потребителей - 380/220В (TN-C-S).

В качестве источника собственных нужд подстанции применены масляные трансформаторы собственных нужд типа ТМГ-100/6 устанавливаемые открыто на территории ПС в I очередь реконструкции ПС.

Определение суммарной расчетной мощности приемников собственных нужд ОПУ, совмещенного с ЗРУ-6 кВ, ОРУ-110 кВ производится с учетом коэффициента спроса ( $K_c$ ), учитывающего использование установленной мощности и одновременности их работы. Результаты расчета представлены в таблице 10.1.

В соответствии «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750». СО 153-34.20.122-2006 присоединение трансформаторов собственных нужд предусмотрено к шинам 6 кВ через ячейку КРУ-6 кВ с выключателем.

Для питания цепей переменного тока применен щит одностороннего обслуживания производства ООО НПП «Экра» г. Чебоксары, на основе шкафов серии ШНЭ 8350, в составе:

шкаф вводно-секционный ШНЭ835 с автоматическими выключателями Compact NS400N и NS630N с электронными расцепителями STR 53UE;

два шкафа отходящих линий (нетиповые) ШНЭ8355 с автоматическими выключателями Compact NS160N, Multi9 C120H.

Комбинация выбранных выключателей позволяет обеспечить абсолютно селективное действие защиты.

Для питания ЩСН и потребителей СН используются кабели с медными жилами не распространяющие горение и с малым дымообразованием (ВВГнг-LS).

Для резервирования питания потребителей собственных нужд, устанавливаемых в I очередь реконструкции ПС, проектом предусматривается установку щита собственных нужд с двумя трансформаторами собственных нужд. Кроме того, в I очередь реконструкции в работе остаются два существующих трансформатора собственных нужд, питающих существующий щит собственных нужд, с которого запитаны потребители собственных нужд, демонтируемые во II очередь реконструкции ПС. Во II очередь реконструкции ПС все потребители собственных нужд питаются с нового щита собственных нужд.

Таблица 10.1 - Результаты расчета нагрузок собственных нужд подстанции

№ п/п	Наименование	Расчётная нагрузка, кВА	Расчётный ток, А
1	Потребители собственных нужд ОРУ-110 кВ	24,9	43,82
2	Собственные нужды силовых трансформаторов	6,96	10,57
3	Потребители собственных нужд ОПУ-ЗРУ-6 кВ	9,98	19,05
4	Собственных нужды здания ОПУ-ЗРУ-6 кВ	43,46	67,45
5	Собственных нужды контейнера связи	7,5	11,4
6	Сварочная сеть	10	15,19
7	Итого:	102,8	167,48

На основании расчета выбираем ТСН типа ТМГ-100/6 У1

## **11 Перечень мероприятий по заземлению и молниезащите ПС 110/6 кВ Карналлит**

### **11.1 Молниезащита ПС 110/6 кВ Карналлит**

Защита от прямых ударов молнии осуществляется тремя молниеприемниками:

М1, опора заходов ВЛ-110 кВ, сущ., Н=29,6 м;

М2, М3 прожекторные мачты, новые, тип ПМС-24, Н=26,15м.

Устанавливаются на I очереди реконструкции.

Для улучшения ЭМО и более эффективного отвода тока молнии по ЗУ ПС, молниеприемники М2 и М3 присоединяются к ЗУ ПС. В местах присоединений молниеприемников закладываются вертикальные электроды, выполняемые из Ст. d=32 мм, L=3 м.

Расчет молниезащиты произведен согласно СО 153-34.21.122-2003. Защита площадки ПС обеспечивается со степенью надежности более 0,95.

### **11.2 Изоляция, защита от перенапряжений ПС 110/6 кВ Карналлит**

Изоляция устанавливаемого на ПС оборудования с учётом опыта эксплуатации существующих подстанций принимается полимерная. Эффективная длина пути утечки не менее 2,25 см/кВ. В соответствии с Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений в электрических сетях 110-750 кВ длина пути утечки ОПН-110 кВ на ПС принимается 3,1 см/кВ.

В соответствии с ПУЭ изолирующие подвески проводов к приемным порталам 110 кВ укомплектованы стеклянными изоляторами.

Защита от перенапряжений выполняется ОПН 110, 6кВ.

### **11.3 Заземление ПС 110/6 кВ Карналлит**

Для заземления нового оборудования и улучшения электромагнитной обстановки на ПС существующее заземляющее устройство подстанции (далее



ЗУ ПС, заземлитель) реконструируется путем замены существующих горизонтальных электродов и заземляющих спусков оборудования на новые. Прокладываются дополнительные горизонтальные и вертикальные электроды. Реконструкция ЗУ ПС выполняется в две очереди.

В I очередь реконструкции выполняется закладка основной части нового ЗУ ПС с заменой существующих горизонтальных электродов. Заземляется оборудование присоединения трансформатора Т2, молниеприемники М2, М3.

Во II очередь реконструкции выполняется окончательная закладка нового ЗУ ПС и заземление нового оборудования присоединения трансформатора Т1.

Горизонтальный электрод нового заземлителя выполняется из полосовой стали 40x5 мм (сечение обосновано расчетом на термическую стойкость с учетом перспективных ТКЗ). Для изготовления вертикальных электродов длиной 3 м применяется круглая горячекатаная сталь марки Ст.3.,  $d=32$  мм.

Каждый лежень (фундамент) нового оборудования, портала должны иметь свой заземляющий спуск. Заземляющие спуски выполняются из полосовой стали 40x5 мм.

Тонкостенные кабельные лотки, устанавливаемые на заземленных конструкциях оборудования 110 кВ дополнительно заземлять не требуется. При установке таких лотков необходимо обеспечить их электрическую связь с металлоконструкциями оборудования.

Для снижения напряжения прикосновения на всей площадке ПС выполняется подсыпка щебня слоем толщиной 0,2м.

ЗУ ПС, с учетом нового заземлителя, смоделировано в программе ORU-M. При моделировании, согласно геологическим изысканиям и справочным данным для грунта на площадке подстанции (суглинки) было принято удельное сопротивление 49 и 64 Ом\*м для летнего и зимнего периодов соответственно.

Расчетное динамическое сопротивление ЗУ ПС при стекании на него тока КЗ (с учетом промерзания) составляет 0,35 Ом, что не превышает допустимого 0,5 Ом.

## 12 Освещение и силовая сеть ПС 110/6 кВ Карналлит

Наружное освещение подстанции выполнено светодиодными энергосберегающими светильниками типа LZ-96U мощностью 180, размещенными на мачте ПМС-24, на высоте 18,4 метра. План наружного освещения ПС 110/6 кВ Карналлит представлен на рис. 13.1.

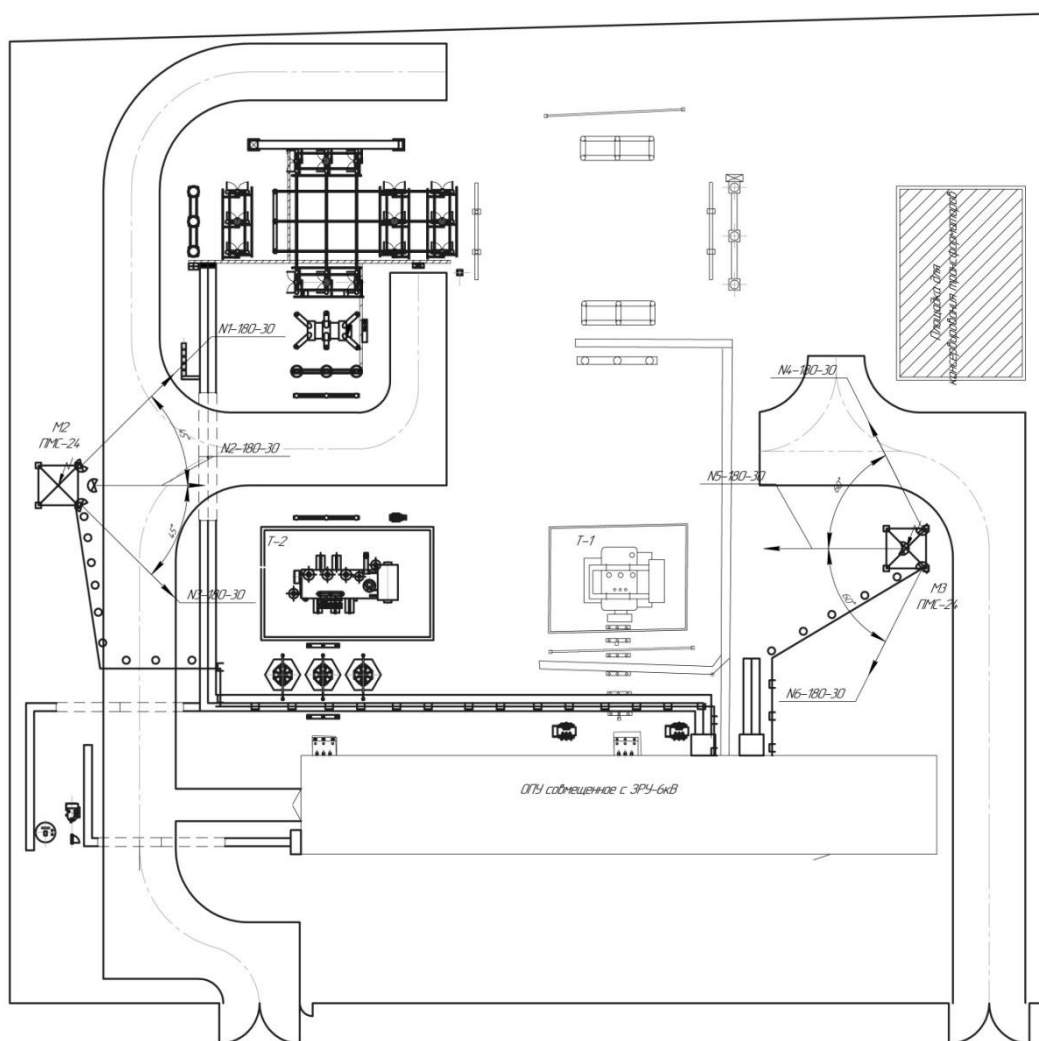


Рисунок 12.1 - План наружного освещения ПС 110/6 кВ Карналлит

Питание светильников осуществляется от щита наружного освещения, расположенного в здании ОПУ. Расчет прожекторного освещения выполнен в программном пакете Dialux с учетом минимальной нормированной освещенности в местах расположения оборудования 10 лк, а на остальной

территории ПС - 5 лк. Расчет был произведен с учетом коэффициента уменьшения - 0,8. Данный коэффициент учитывает спад светового потока лампы со временем и загрязнение стекла прожектора с течением срока службы световой установки. Схема питания наружного освещения ПС 110/6 кВ Карналлит представлена на рис. 12.1.

*Однолинейная схема наружного освещения*

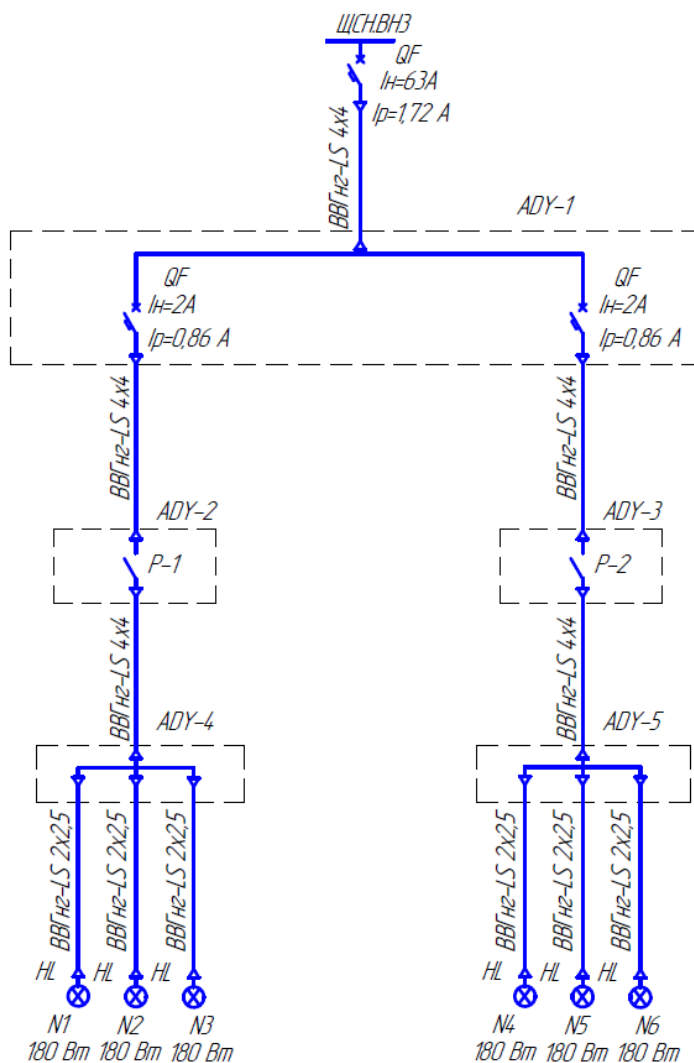


Рисунок 12.2 - Схема питания наружного освещения ПС 110/6 кВ Карналлит

В здании ОПУ, совмещённом с ЗРУ-6 кВ предусмотрены два вида освещения: рабочее и аварийное. В состав рабочего освещения входит ремонтное (переносное освещение 36 В).

Рабочее освещение выполнено светильниками Arctic 254, CD 218 и NBT 11 с люминесцентными лампами. Расчетные уровни освещённости помещений

приняты согласно СНиП 23-05-95\*«Естественное и искусственное освещение». Розеточная сеть здания защищена автоматическими выключателями с УЗО. Питание рабочего освещения осуществляется от щита собственных нужд напряжением 380/220 В переменного тока, система TN-C-S.

Аварийное освещение выполнено светильниками CD 218 с люминесцентными лампами. Питание осуществляется от блока аварийного освещения, подключаемого к щиту собственных нужд и к щиту постоянного тока. В нормальном режиме работы сеть аварийного освещения питается переменным током и используется как рабочее освещение. При исчезновении переменного тока сеть переключается на питание постоянным током.

## **13 Организационно-технологическая схема возведения зданий и сооружений ПС 110/6кВ Карналлит**

В соответствии с техническими требованиями предусматривается строительные-монтажные работы производить в 2 очереди.

### **13.1 Последовательность строительные-монтажных работ в I очереди реконструкции ПС**

1. Подготовительные работы:
  - 1.1. Разбивка геодезической основы
  - 1.2. Размещение временных зданий и сооружений
  - 1.3. Прокладка временных сетей для нужд строительства
2. Демонтаж существующего ограждения ПС и строительство нового железобетонного ограждения ПС , установка ворот и калитки.
3. Косметический ремонт помещений ОПУ с возведением внутренних перегородок и восстановлением отмостки вокруг здания.
4. Монтаж и пуско-наладка оборудования РЗиА, СС, АИСКУЭ, ТМ, щитов собственных нужд и постоянного тока в ОПУ; монтаж АКБ;
5. Строительство фундамента и монтаж стального резервуара (поз.7). В связи с стесненными условиями копку котлована производить участками не более 2 м по длине с закреплением откосов деревянными щитами и брусками. Схему закрепления откосов разработать в ППР после разбивки осей котлована и уточнения габаритных размеров на месте;
6. Строительство маслоуловителя и прокладка участков маслопровода от Т2 и площадки консервации до маслоуловителя. В связи с стесненными условиями копку котлована производить участками не более 2 м по длине с закреплением откосов деревянными щитами и брусками. Схему закрепления откосов разработать в ППР после разбивки осей котлована и уточнения габаритных размеров на месте;

7. Строительство фундаментов и монтаж мачт ПМС-24.0;
8. Строительство фундаментов и монтаж новых трансформаторов собственных нужд TN1 и TN2;
9. Строительство фундаментов и монтаж ДГР-2 и ФМЗО;
10. Строительство фундаментов и монтаж стального резервуара (поз.8);
11. Строительство площадки для консервирования существующих трансформаторов;
12. Монтаж новых ячеек 6 кВ в ЗРУ-6 кВ на I и II секции сборных шин для подключения новых ТСН-1, ТСН-2 и ДГР-2;
13. Перевод всей нагрузки 6 кВ на силовой трансформатор Т1;
14. Вывод в ремонт и демонтаж оборудования ячейки 110 кВ Т2, ремонтной перемычки;
15. Демонтаж силового трансформатора Т2. Транспортировка и установка демонтируемого трансформатора Т2 на площадке консервации;
16. Демонтаж фундаментов под оборудование ячейки 110 кВ Т2, фундамента трансформатора Т2 и маслоприемника
17. Строительство фундаментов под новый трансформатор Т2, строительство приямков, днища маслоприемника, маслопровода;
18. Строительство фундаментов под новое оборудование ячейки 110 кВ Т2 с ремонтной перемычкой;
19. Строительство фундаментов и монтаж токоограничивающих реакторов Т2;
20. Монтаж нового Т2;
21. Строительство стенок маслоприемника;
22. Строительство внутриплощадочной автодороги
23. Строительство части новой системы кабельных железобетонных лотков для прокладки силовых и контрольных кабелей;
24. Благоустройство территории;
25. Ввод в работу нового Т2.

### **13.2 Последовательность строительно-монтажных работ во II очереди реконструкции ПС**

1. Подготовительные работы:
  - 1.1. Разбивка геодезической основы
  - 1.2. Размещение временных зданий и сооружений
  - 1.3. Прокладка временных сетей для нужд строительства
2. Перевод всей нагрузки 6 кВ на силовой трансформатор Т2;
3. Вывод в ремонт и демонтаж оборудования ячейки 110 кВ Т1;
4. Демонтаж силового трансформатора Т1. Транспортировка и установка демонтируемого трансформатора Т1 на площадке консервации;
5. Демонтаж фундаментов под оборудование ячейки 110 кВ Т1 и трансформатор Т1 и маслоприемника;
6. Строительство фундаментов под новый трансформатор Т1, строительство приямков, днища маслоприемника, маслопровода;
7. Строительство фундаментов под новое оборудование ячейки 110 кВ Т1;
8. Монтаж нового Т1;
9. Строительство стенок маслоприемника;
10. Строительство фундаментов и монтаж токоограничивающих реакторов Т1;
11. Монтаж нового оборудования ячейки 110 кВ Т1;
12. Монтаж ячейки 6 кВ на I секции с.ш. 6 кВ для подключения ДГР-1;
13. Строительство фундаментов и монтаж ДГР-1 и ФМЗО;
14. Строительство фундамента под контейнер связи и монтаж.
15. Строительство внутриплощадочной автодороги
16. Строительство части новой системы кабельных железобетонных лотков для прокладки силовых и контрольных кабелей;
17. Благоустройство территории;
18. Ввод в работу нового Т1.

## 14 Потребность строительства в кадрах, энергетических ресурсах

### 14.1 Потребность строительства в кадрах

#### 14.1.1. Потребность строительства в кадрах на I очередь реконструкции ПС

Трудозатраты на строительные-монтажные работы, исходя из восьми часовой рабочей смены, составляют  $T = 6468.5$  чел.- дн.

Максимальная численность работающих определяется исходя из трудозатрат, и общей продолжительности строительства:

$$N = T / C, \quad (14.1)$$

Где:  $C = 140$  дн.- продолжительность строительного-монтажных работ

$$N = 6468,5 / 140 = 46 \text{ чел.}$$

Комплектование строительными-монтажными кадрами предполагается за счет постоянных кадровых рабочих строительного-монтажной организации.

Таблица 14.1 - Потребность в строительных кадрах

Стоимость СМР, Тys. руб.	Выработка на 1 работающего, Тys. руб.	Общая Численность рабочих	В том числе			
			Рабочие	ИТР	Служащие	МОП и охрана
			83.9 %	11 %	3.6 %	1.5 %
57008.19	1587.131	46	38	5	2	1

#### 14.1.2 Потребность строительства в кадрах на II очередь реконструкции ПС

Трудозатраты на строительные-монтажные работы, согласно сметной документации, исходя из восьми часовой рабочей смены, составляют  $T = 5791,5$  чел.- дн.

$$N = 5791,5 / 97 = 60 \text{ чел}$$



Комплектование строительно-монтажными кадрами предполагается за счет постоянных кадровых рабочих строительно-монтажной организации.

Таблица 14.1.2 - Потребность в строительных кадрах

Стоимость СМР, Тыс. руб.	Выработка на 1 работающего, Тыс. руб.	Общая Численность рабочих	В том числе			
			Рабочие	ИТР	Служащие	МОП и охрана
			83.9 %	11 %	3.6 %	1.5 %
20901.04	415.017	60	50	7	2	1

## 14.2 Потребность строительства в энергетических ресурсах и воде

Потребность строительства в энергоресурсах и воде определена исходя из принятых методов производства строительно-монтажных работ и используемых механизмов, по укрупненным показателям согласно МДС 12-46.2008

Потребность в электроэнергии определяется на период выполнения максимального объема строительно-монтажных работ

$$P = L_K \cdot \left( \frac{K_1 \cdot P_M}{\cos E_1} + K_3 \cdot P_{O.B.} + K_4 \cdot P_{O.H.} + K_5 \cdot P_{CB} \right), \quad (14.2)$$

Где:  $L_K = 1.05$  - коэффициент потери мощности в сети;

$P_M$  - сумма номинальных мощностей работающих электромоторов;

$P_{O.B.}$  - суммарная мощность внутренних осветительных приборов, устройств для электрического обогрева;

$P_{O.H.}$  - суммарная мощность наружных осветительных приборов;

$P_{CB}$  - суммарная мощность сварочных трансформаторов;

$\cos E_1 = 0.7$  - коэффициент потери мощности для силовых потребителей;

$K_1 = 0.5$  - коэффициент, учитывающий одновременную работу электромоторов;

$K_3 = 0.8$  - коэффициент для внутреннего освещения и обогрева;

$K_4 = 0.9$  - коэффициент для наружного освещения;

$K_5 = 0.6$  - коэффициент для сварочных трансформаторов.

Таблица 14.2 -Потребители электроэнергии

Наименование потребителя	Мощность, кВт
Внутреннее освещение и обогрев помещений	
Контора прораба Контур КК-5	6.4
Помещение для обогрева ЦУБ 1875	8.4
Мастерская электромонтажная МЭК-664	4.5
Склад материально-технический КМ-104	0.1
Силовые потребители	
Суммарная мощность электромоторов (электрооборудование и инструмент)	7

$$P = 1.05 \cdot \left( \frac{0.5 \cdot 7}{0.7} + 0.8 \cdot 20 \right) \approx 22,05 \text{ кВт}$$

На период строительства для электроснабжения временных зданий и сооружений требуется использовать мобильную дизель-генераторную установку ДГУЭД-30-Т400-1РПМ5 "Эконом" мощностью 30 кВт. Сварочный пост находится в ЗРУ. Для наружного освещения необходимо задействовать мачты ПМС-24.0, установленные на начальном этапе строительства. Потребность в воде определяется суммой расхода воды на производственные и хозяйственно-бытовые нужды.

$$Q_{TP} = Q_{IP} + Q_{ХОЗ} \quad (14.3)$$

Расход воды на производственные нужды:

$$Q_{IP} = K_H \cdot q_{II} \cdot K_q \quad (14.4)$$

Где:  $q_{II} = 630 \text{ л / сут}$  - расход воды на производственные нужды;

$K_q = 1.5$  - коэффициент часовой неравномерности в водопотреблении;

$K_H = 1.2$  - коэффициент на неучтенный расход;

$$Q_{IP} = 1.2 \cdot 630 \cdot 1.5 = 1,13 \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

Расход воды на хозяйственно-бытовые (питьевые) нужды равен 0.25 м<sup>3</sup>/сут .

Обеспечение хозяйственно-бытовых нужд выполнить за счет привозной бутылированной воды.

Расход воды на пожаротушение  $Q_{\text{пож}} = 20 \text{ л / сек}$ . Пожаротушение производится силами пожарной бригады из числа строителей, а также местной пожарной частью.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе сформулированы предложения по проведению реконструкции электрической части ПС 110/6 кВ «Карналлит».

На основании исходных данных выполнен математический расчет электрической нагрузки ПС 110/6 кВ Карналлит, произведен выбор количества и мощности силовых трансформаторов подстанций (ТДН-25000/110/6 кВ), рассчитаны токи короткого замыкания на сторонах 110, 6 кВ, произведен выбор основного оборудования, такого как:

- ограничитель перенапряжения ОПН-110/56-10/650(II)4 УХЛ1;
- разъединитель трехполюсный РГНП.2-110.П/1000 УХЛ1;
- разъединитель трехполюсный РГНП.1б-110.П/1000 УХЛ1;
- трансформатор тока ТВ 35-1 У2;
- разъединитель РПГ.1б-35/1000 УХЛ1;
- реактор дугогасящий РДМР-300/6,3 У1
- ограничитель перенапряжения ОПН-6/7,2-10/650(II) УХЛ1;
- трансформатор собственных нужд ТМГ-100 кВА, 6/0,4 кВ У1;
- выключатель вакуумный ВВУ-СЭЩ-33-10-20/2000;
- реактор токоограничивающий РТСТГ 6-2500-0,14 У1;
- и др.

и расчет релейной защиты.

Также в ВКР рассмотрены вопросы собственных нужд ПС, освещения и силовой сети. Разработана организационно-технологическая схема возведения зданий и сооружений ПС и определена потребность строительства в кадрах, энергетических ресурсах.

Все расчёты выполнены в соответствии с действующим законодательством РФ в области строительства и электроэнергетики, а также РД, СНиП, ПУЭ, ПТЭ и т.д.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М., ЦПТИ ОРГРЭС, 2003.
2. Вахнина В.В., Степкина Ю.В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: Учебное пособие для дипл. Проектирования. Тольятти : ТГУ, 2012.
3. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособ. для вузов – М. : Энергия, 1985.
4. Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: Учебник для вузов – 3-е изд., стер. – М. : Академия, 2016.
5. Коробов Г.В., Картавец В.В., Черемисинова Н.А. Электроснабжение: Учебное пособие для курс. проектирования. – Изд. 2-е, испр. и доп.- М.: Лань, 2011.
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений – М. : Интермет Инжиниринг, 2015.
7. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учебник. 2-е изд-е. – М. : Просвещение, 2014.
8. Степкина Ю.В., Вахнина В.В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий: Учебное пособие. – Тольятти : ТГУ, 2009.
9. Шабад В.К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: Учеб. пособие для студ. учреждений высш. проф. образования - М. : Издательский центр «Академия», 2013. - 192 с. – (Сер. Бакалавриат)
10. Справочник по проектированию электроэнергетических систем // под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро - М.: Энергоатомиздат, 1985 г.
11. Принципы построения и развития городских электрических сетей и рационального использования энергии - труды Ленинградского инженерно-экономического института.

12. Герасимова В.Г. Электротехнический справочник. Производство, передача и распределение электрической энергии. М.: МЭИ, 2016.
13. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. М.: Энергоатомиздат, 1985.
14. Дорошев К.И. Комплектные РУ 6 – 35 кВ . М.: Энергоатомиздат, 2015.
15. Алиев И.И. Кабельные изделия : Справочник. М.: ИП РадиоСОФТ, 2011.
16. Воробьев Г.В. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Методические указания к курсовому проектированию для студентов специальности 1004 . Тольятти, 1983.
17. ГОСТ Р 53735.5-2009. Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Часть 5. Рекомендации по выбору и применению . М. : Стандартиформ, 2011. – 59 с.
18. Правила устройства электроустановок. Издание 7. [Электронный ресурс], URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 31.12.2017 г.).
19. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей . М.: Энергоатомиздат, 1981.
20. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. М., «Энергия», 2017 г.
21. Нормативы для определения расчётных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. М., Министерство топлива и энергетики, 2018.
22. Определение нагрузок и расхода электрической энергии на бытовые нужды. - М., Издательство литературы по строительству, 2016.
23. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Энергоатомиздат, 2015.

24. Johnson G. Electricity supply . Оникс / ISBN: 9785879473377, 2015
25. Shahnia F., Arefi A., Ledwich G. Electric Distribution Network Planning . Power Systems, Springer, 2018.
26. Abu-Rub H., Malinowski M. Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications . Wiley, 2016.
26. Limin J., Yong Q., Jianguo S., Jianghua F., Lijun D., Min A. Proceedings of the 3rd International Conference on Electrical and Information Technologies. ISBN: 9789811079863, Springer, 2018
27. Pasila F., Tanoto Y. Proceedings of Second International Conference on Electrical Systems, Technology and Information. – Springer, 2015.