

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт.
Факультет энергетический
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____ / _____ /

«__» _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующая кафедрой, д.т.н., профессор
_____ / И.М. Кирпичникова /

«__» _____ 2019 г.

«Закрытые распределительные устройства высокого напряжения
с элегазовой изоляцией»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА (ДИССЕРТАЦИЯ)
ЮУрГУ – 13.04.02. 2019. 309. ВКР

Консультант, к.т.н., доцент

_____ / Б.Г. Булатов /

«__» _____ 2019 г.

Руководитель работы, к.т.н., доцент

_____ / Б.Г. Булатов /

«__» _____ 2019 г.

Автор

студент группы П-281

_____ / В.Ю. Зубакин /

«__» _____ 2019 г.

Нормоконтролер, к.т.н., доцент

_____ / Б.Г. Булатов /

«__» _____ 2019 г.

Челябинск 2019

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ Цифровм
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
«____» _____ 201_ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную научную работу (диссертацию) студента

Зубакина Владимира Юрьевича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-281

1. Тема выпускной квалификационной работы «Закрытые распределительные устройства высокого напряжения с элегазовой изоляцией»

утверждена приказом по университету от _____ 201_ г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе:

- материалы преддипломной практики
- Карта-схема развития электрических сетей и схема размещения объектов электроэнергетики челябинской области
- Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2018-2022 годы №372Р, утвержденной губернатором Челябинской области,
- место и площадка для сооружения п общественно-делового центра с условным названием «Крылья» на берегу реки Миасс в Челябинске

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

- 1) История появления КРУЭ
- 2) Характеристики КРУЭ повлиявшие на распространение данных РУ
- 3) Анализ требований применяемых к новым подстанциям, подстанциям с КРУЭ
- 4) Требования к цифровым подстанциям
- 5) Анализ существующих решений элегазовых комплектных распределительных устройств
- 6) Анализ строительной части подстанций с КРУЭ, расположения силовых трансформаторов в здании подстанции
- 7) Анализ недавно построенных подстанций с применением КРУЭ
- 8) Сбор исходных данных для проектирования подстанции в г. Челябинске
- 9) Выбор вариантов подключения проектируемой подстанции
- 10) Расчет электрической сети г. Челябинска
- 11) Расчет токов КЗ
- 12) Выбор оборудования для проектируемой подстанции
- 13) Выбор устройств релейной защиты для проектируемой подстанции
- 14) Цифровизация подстанции
- 15) Безопасность жизнедеятельности на подстанции с КРУЭ
- 16) Внешний вид закрытых подстанций
- 17) Заключение

Графическая часть

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

- 1) Схема электрическая принципиальная подстанции
- 2) Чертеж конструктивный подстанции
- 3) Схема цифровой сети подстанции
- 4) Расположение подстанции в городской среде. Плакат демонстрационный.
- 5) КРУЭ. Плакат демонстрационный

Всего 5 листов

6. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____

(подпись)

Задание принял к исполнению _____

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Поиск научно-технической литературы по теме ВКР, анализ и систематизация научных работ по кругу исследуемых вопросов, составление библиографического списка	15.09.2017 -20.12.2017 г.	
Обоснование актуальности выбранной темы, определение целей и задач научных исследований.	5.02.2018 -25.03.2018 г.	
Анализ требований к подстанциям, к КРУЭ, к цифровой сети	26.03.2018- 25.04.2018 г.	
Анализ существующих технических решений по применению КРУЭ	26.04.2018- 25.05.2018 г.	
Анализ недавно построенных подстанций с применением КРУЭ	3.09.2018- 14.10.2018 г.	
Сбор исходных данных для проектирования подстанции в г. Челябинске	15.10.2018-30.11.2018 г.	
Выбор вариантов подключения проектируемой подстанции	30.11.2018-26.12.2018 г.	
Расчет электрической сети г. Челябинска и токов КЗ	02.02.2018 – 09.02.2018 г.	
Проектирование подстанции, выбор оборудования	09.02.10-10.03.2019 г.	
Проектирование цифровой сети подстанции	10.03.2019-30.03.2019 г.	
Анализ технических решений по конструктивной части подстанции	01.04.2019-15.04.2019 г.	
Графическая часть	16.04.2019-30.04.2019 г.	
Написание заключения	1.05.2019-04.05.2019 г.	
Оформление работы	04.05.2019-29.05.2019 г.	

Заведующий кафедрой _____/И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____/ _____/

Студент _____/ _____/

АННОТАЦИЯ

Зубакин В.Ю. Закрытые распределительные устройства высокого напряжения с элегазовой изоляцией – Челябинск: ЮУрГУ, Э, 2019 с. 73, ил. 22, табл. 12, библиогр. список – наим. 26, 5 листов чертежей ф. А1.

Цель данной научно-исследовательской работы – подробное исследование комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией, достоинства, недостатки и дальнейшие перспективы их применения. Особое внимание уделено сооружению данных подстанций в городской среде.

Для достижения данной цели поставлены следующие задачи исследования:

1. Провести анализ существующих технологий и решений по КРУЭ
2. Рассмотрены эксплуатационные характеристики распределительных устройств с элегазовой изоляцией.
3. Рассмотреть основные требования применяемые к закрытым подстанциям к КРУЭ
4. Спроектировать ПС с применением КРУЭ

В работе был произведен выбор и расчет схемы внешнего электроснабжения и выбор оборудования для проектируемой подстанции, выбраны силовые трансформаторы, коммутационная аппаратура, кабельные линии и проведена их проверка, спроектирована компоновка и конструктив подстанции. Спроектированная схема электроснабжения подстанции для питания электроэнергией строящегося в г. Челябинске Конгресс-Холла удовлетворяет ряду требований: высокая надежность и экономичность, безопасность и удобство в эксплуатации. Проектирование было произведено на основе последних разработок, что делает проектируемую подстанцию современным и передовым, безопасным а также компактным объектом электроэнергетики.

Особое внимание было также уделено цифровизации данной подстанции согласно введенной ПАО «Россети» концепции «Цифровая трансформация 2030». Согласно данной концепции была спроектирована цифровая сеть подстанции с применением протокола IEC 61850. Цифровая сеть подстанции направлена на то, чтобы обеспечить наблюдаемость ПС и автоматизацию технологических процессов для повышения надежности, экономичности работы оборудования и, как следствие, надежности электроснабжения потребителей электроэнергии, сокращения эксплуатационных затрат, сведения к минимуму количество обслуживающего персонала и повышения безопасности его работы.

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Зубакин			Закрытые распределительные устройства высокого напряжения с элегазовой изоляцией	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Булатов					2	
Н. Контр.		Булатов				ЮУрГУ		
Утверд.		Кирпичникова				Кафедра ЭССиСЭ		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 ИСТОРИЯ ПОЯВЛЕНИЯ И ПРЕИМУЩЕСТВА КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ	4
1.1 История появления КРУЭ.....	4
1.2 Эксплуатационные характеристики КРУЭ.....	5
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТРЕБОВАНИЙ К ПС И КРУЭ.....	9
2.1 Требования к проектированию новых подстанций	9
2.2 Требования к КРУЭ	10
2.3 Требования к цифровой подстанции.....	13
3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ ЭЛЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ.....	17
3.1 Полностью герметизированные установки КРУЭ.....	17
3.2 Внутренняя установка КРУЭ.....	18
3.3 Наружная установка КРУЭ.....	19
3.4 Контейнерное КРУЭ.....	20
3.5 КРУЭ ПС 220 кВ Ермак.....	22
3.6 КРУЭ ПС Медведовская.....	25
3.7 КРУЭ с установленными в помещении трансформаторами.....	27
3.8 Закрытые трансформаторные подстанции 10 кВ.....	31
4 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КРУЭ.....	34
4.1 Основание для проектирования.....	34
4.2 Расчет трансформаторных подстанций питающих Конгресс-Холл.....	38
5 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ.....	40
5.1 Расчет понижающих трансформаторов на КРУЭ.....	41
5.2 Схема внешнего электроснабжения подстанции.....	41
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС.....	46
6.1 Расчет токов КЗ.....	46
6.2 Выбор оборудования проектируемой ПС.....	47
7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СЕТИ ПОДСТАНЦИИ.....	54
8 ЦИФРОВАЯ СЕТЬ ПОДСТАНЦИИ.....	56
8.1 Общие решения.....	56
8.2 Полевой уровень.....	57
8.3 Уровень процесса.....	58
8.4 Технологический функции.....	59
9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ПОДСТАНЦИИ.....	63
10 ВНЕШНИЙ ВИД ЗАКРЫТЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	69
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	70

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

ВВЕДЕНИЕ

Сооружение открытых подстанций в городах и на промышленных предприятиях ограничивается стесненностью территории, уровнем шума, создаваемого трансформаторами, напряженностью электрического поля от воздушных линий и электрооборудования ПС, а также другими градостроительными требованиями. На современном этапе, развитие электрических сетей осуществляется в условиях повышенного внимания администрации регионов и общественности к вопросам охраны окружающей среды, что осложняет выбор трасс и площадок для сооружения электросетевых объектов.

Условия выбора трасс питающих линий и площадок для возведения объектов электроэнергетики существенно влияют на принципиальные возможности осуществления и показатели намеченных вариантов схемы электросети. В наиболее сложных случаях – в условиях городской и промышленной застройки, а также в районах с особыми географическими условиями – рекомендуется предварительная проработка сравниваемых вариантов на картографическом материале, при необходимости – с предварительным согласованием с заинтересованными организациями.

В особых условиях, таких как ограниченность площади, загрязненная атмосфера, суровые климатические устройства распределительные устройства сооружаются закрытыми, где большое применение находят комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией.

Применение КРУЭ как высоковольтное распределительное устройство это максимально компактное решение, что особенно востребовано в густонаселенных мегаполисах, где свободная от застройки земля стоит очень дорого, а порой попросту отсутствует. К тому же КРУЭ можно использовать рядом с жилыми домами и даже под фундаментами зданий, оно минимально воздействует на архитектурный облик территории.

В данной работе спроектирована подстанция 110/10 кВ закрытого типа с применением КРУЭ с применением цифровых технологий в городских условиях, максимально приближенная к потребителю электроэнергии.

Практическая значимость и реализация ее результатов.

1) Составление и обоснование необходимых технических требований применяемым к ЗРУ и КРУЭ.

2) Работа ориентирована на анализ актуальных решений для улучшения эксплуатационных качеств КРУЭ.

3) Работа может представлять интерес для организаций, проектирующих устройства подстанции с элегазовыми РУ, а так же эксплуатирующих данные устройства.

Практической значимостью данного исследования является проект сооружения подстанции с КРУЭ для снабжения электроэнергией строящегося в г. Челябинске Конгресс-Холла к саммиту ШОС и БРИКС на основании рассмотренных в данной работе технических решений и инноваций.

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ИСТОРИЯ ПОЯВЛЕНИЯ И ПРЕИМУЩЕСТВА КОМПЛЕКСНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

1.1 История появления КРУЭ

Уникальные свойства элегаза были открыты в России в 30-х годах XX века. Ученый Ленинградского физико-технического института Б. М. Гохберг исследовал электрические свойства ряда газов и обратил внимание на некоторые свойства шестифтористой серы SF₆ – элегаза, такие как:

- электрическая прочность при атмосферном давлении и зазоре 1 см составляет 89 кВ/см (воздух при н.у. имеет электрическую прочность 30 кВ/см);
- большой коэффициент теплового расширения;
- высокая плотность (при 20 °С и 0,1 МПа равна 6,139 кг/м³, что почти в пять раз выше, чем у воздуха).

На основании полученных в результате опытов данных Б. М. Гохбергом было высказано предположение о возможности применения элегаза в качестве изоляционной среды для электрооборудования высокого напряжения и в 1942 году в России было получено авторское свидетельство на высоковольтный аппарат с элегазом. Однако для развития конструкций аппаратов нужно было иметь данные по коррозионной стойкости материалов в среде элегаза с учетом наложенного электрического поля, данные о влиянии продуктов разложения элегаза на надежность аппаратов и здоровье персонала подстанций, а также удобный и достоверный метод анализа качества элегаза. Поэтому до конца 50-х годов XX века практически не было никакой информации по физико-химическим, коррозионным и токсичным свойствам элегаза. Первые открытые научные публикации по этим темам начали появляться только начале 60-х годов, и именно в этот период времени отечественная промышленность выпустила первые образцы коммутационных аппаратов с элегазовой изоляцией.

Низкое качество отечественного элегаза, выпускаемого в 60-70-х годах требовало развития и совершенствования технологии получения чистого элегаза. При наличии достоверного и оперативного метода контроля, решались задачи транспортировки, утилизации и регенерации элегаза, то есть восстановления свойств газа до первичного состояния. По этой причине внедрение элегазового коммутационного оборудования на энергетических объектах в России началось только лишь в 80 - х годах прошлого века, но оборудование устанавливалось в единичных экземплярах, и только в середине 90-х годов началось их массовое применение в энергосистемах.

За рубежом так же шло активное изучение свойств этого элегаза: в период с 1906 по 1933 годы были определены и описаны основные физические и химические свойства, при чем в работах особое внимание уделялось диэлектрическим свойствам. В 1937 году специалисты американской компании General Electric (США) провели первые исследования по применению элегаза в промышленных целях и пришли к выводу, что его можно использовать в качестве изоляционной

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

среды в электроэнергетике. В 1939 году компания «Гомсон - Хьюстон электрик» (США) запатентовала принцип применения элегаза для конденсаторов, были и другие разработки, но внедрение элегаза в промышленных объемах началось только после Второй мировой войны - в 50 - х годах шло активное развитие промышленного производства SF₆, а в 60 - х годах появились первые коммутационные аппараты высокого и сверхвысокого напряжения. Первый элегазовый выключатель был построен фирмой «Вестингауз» в 1955 г. С этого момента все большее число фирм подключалось к разработке и производству элегазовых выключателей, а их номинальные параметры и эксплуатационные характеристики непрерывно стали повышаться.

Отличительной особенностью внедрения элегазового оборудования за рубежом явилось то, что, в отличие от России, где применение элегаза шло на напряжении 110 кВ и выше, западные производители (Siemens, Schneider Electric, Alstom, ABB), разработали так же элегазовые коммутационные устройства для распределительных сетей 6 -20 кВ. Результатом применения данного оборудования в распределительных сетях стало повышение надежности электроснабжения, безопасности персонала и снижения эксплуатационных расходов.

1.2 Эксплуатационные характеристики КРУЭ

На начальном этапе использование КРУЭ было связано в первую очередь с возможностью расширения и увеличения мощности подстанций в стесненных условиях городов и промышленных предприятий. Дальнейшее расширение области применения КРУЭ связано с устойчивостью элегазовых подстанций к воздействиям неблагоприятных природных условий - близости моря, загрязненности атмосферы, экстремальных температурных режимов.

Анализ эксплуатационных характеристик КРУЭ сделан на основе ответов 100 энергокомпаний, использующих КРУЭ в Америке, Европе, Австралии, Азии, Африке. Результаты группировались по следующим эксплуатационным характеристикам: надежность, вопросы обоснования и выбора, диагностика, техническое обслуживание, расширение и модернизация, стоимость электроустановки за расчетный срок службы.

Высокая надежность - один из важнейших аргументов, склоняющих эксплуатационный персонал в пользу КРУЭ, а не альтернативных традиционных РУ. В таблице 1 в процентном отношении к расчетному периоду приведены данные характеризующие работоспособность КРУЭ. Из таблицы видно, что длительность неработоспособного состояния составляет 0,12-0,44%, или 10-40 ч/год, из расчета на одну ячейку КРУЭ, а средняя продолжительность - примерно 0,2 %. При этом на аварийные простои приходится лишь 0,3-16,7 % общей длительности неработоспособного состояния, или 0,04-5 ч/год. Параметр потока отказов оценивается на уровне 0,02 из расчета на одну ячейку. В то же время такие фирмы, как Siemens и Toshiba, ссылаются на 0,006-0,01 в год.

В целом энергокомпании, эксплуатирующие 70% КРУЭ, отмечают их заметное превосходство над традиционными РУ с позиции надежности [1]. В качестве

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

основных аргументов приводятся: высокая защищенность от воздействия окружающей среды и большие интервалы между плановыми ремонтами.

Таблица 1 – Характеристики надежности ячеек КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	Работоспособное состояние, %	Неработоспособное состояние, %		Доля отказов к итоговому, %
		всего	из-за отказов	
72,5-100	99,88	0,12	0,0004	0,3
100-200	99,75	0,25	0,009	3,6
200-300	99,81	0,19	0,013	6,8
300-500	99,56	0,44	0,047	10,7
500-700	99,64	0,36	0,06	16,7

Ячейки КРУЭ изготавливают из унифицированных деталей, что делает возможным сборку ячеек различного назначения из одних и тех же элементов. К ним относятся: полюсы выключателей, разъединителей и заземлителей; измерительные трансформаторы тока и напряжения; соединительные и промежуточные отсеки; компенсаторы; секции сборных шин; полюсные и распределительные шкафы; шкафы системы контроля давления и шкафы трансформаторов напряжения. Каждый элемент оборудования заключают в герметизированную металлическую заземленную оболочку, необходимую для сохранения изолирующей среды (элегаза) под определенным избыточным давлением. Оболочки выполняются из немагнитного металла во избежание нагрева их переменным магнитным потоком.

Оболочки отдельных элементов соединяют с уплотнениями из синтетического каучука, этиленпропилена и других материалов. Внутренние объемы оболочек нескольких таких элементов, работающих под одинаковым давлением, объединяют в секции. В целом КРУЭ секционированы по газу: каждая секция имеет свою контрольно-измерительную газовую аппаратуру. Электрическое соединение элементов оборудования в КРУЭ выполняется разъемным через многоламельный контакт одного элемента с токопроводящим стержнем другого. Исполнение КРУЭ отдельными элементами дает возможность демонтажа и ремонта любого элемента без демонтажа остальных.

КРУЭ по сравнению с РУ обычного типа имеют меньшие размеры, обладают большей устойчивостью к воздействиям окружающей среды, высокую эксплуатационную надежность и небольшие эксплуатационные расходы. На начальном этапе использование КРУЭ было связано в первую очередь с возможностью расширения и увеличения мощности подстанций в стесненных условиях городов и промышленных предприятий. Дальнейшее расширение области применения КРУЭ связано с устойчивостью элегазовых подстанций к воздействиям неблагоприятных природных условий - близости моря, загрязненности атмосферы, экстремальных температурных режимов. Уменьшенные габариты КРУЭ позволяют широко их использовать в закрытых подстанциях. В настоящее время существует задача гармоничного вписывания РУ в окружающую среду. КРУЭ, благодаря

сравнительно небольшим размерам, позволяют решать эту задачу наиболее эффективно.

Уникальным достоинством КРУЭ является полная защита от контакта с частями РУ под напряжением: металлический корпус обеспечивает максимальную безопасность персонала при работе с КРУЭ в нормальном и аварийном режиме. Каждая ячейка выключателя содержит полный набор разъединителей и заземлителей (обычных и с включающей способностью), измерительных трансформаторов, устройств управления и защиты, а так же устройств блокировки и мониторинга, применяемых для КРУЭ. Кроме традиционных ячеек выключателей, могут быть поставлены ячейки других типов, таких как: ячейка одиночной системы шин, ячейка одиночной системы шин с обходной, шиносоединительный выключатели, ячейки для двойной и тройной систем шин.

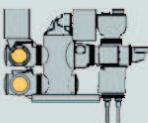
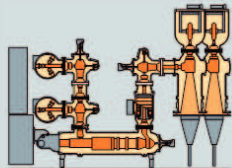
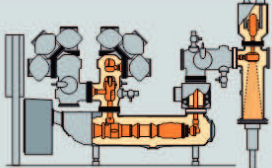
			
Тип распредустройства	8DN8	8DN9	8DQ1
Номинальное напряжение (кВ)	до 170	до 245	до 420/550
Испытательное напряжение промышленной частоты (кВ)	до 325	до 460	до 650/740
Испытательное напряжение грозового импульса (кВ)	до 750	до 1 050	до 1 425/1 800
Испытательное напряжение коммутационного импульса (кВ)	-	до 850	до 1 050/1 250
Номинальный ток, сборная шина (А)	до 4 000	до 4 000	до 6 300
Номинальный ток, фидер (А)	до 4 000	до 4 000	до 5 000
Ток отключения короткого замыкания (кА)	до 63	до 50	до 63
Ток термической стойкости (кА)	до 63	до 50	до 63
Ток электродинамической стойкости (кА)	до 170	до 135	до 170
Инспекция (лет)	>25	>25	>25
Ширина ячейки(мм)	650/800/1 000	1 500	2 200/3 600

Рис.1 – Линейка КРУЭ производства Siemens с различными системами шин.

В основе ячейки КРУЭ, установленной на несущей раме, лежит выключатель. Специальный многофункциональный соединительный модуль совмещает функции разъединителя и заземлителя в трехпозиционном коммутационном аппарате. Он может быть использован как:

- шина с встроенным разъединителем и рабочим заземлителем,
- модуль отходящего присоединения с встроенным разъединителем и рабочим заземлителем
- модуль секционирования шины с шинным заземлителем.

Модули кабельного присоединения могут быть оснащены традиционными заделками или появившимися позже кабельными муфтами (рис. 3.1-33, поз. 10). Гибкие одополюсные модули применяются для соединения трансформаторов и ВЛ с модулем-разделителем, который соединяет трехполюсное КРУЭ с однофазным модулем присоединения.

Благодаря принципу «один модуль – одна функция» и модульной структуре, возможно реализовать даже нетрадиционное расположение КРУЭ с помощью всего 20 различных модулей. Модули соединяются друг с другом с помощью стандартных соединений, что позволяет реализовать широкий круг ячеек. Исполнение

КРУЭ на стандартных модулях и объем работ гарантируют, что все типы ячеек могут быть установлены на небольшой площади. Компактное исполнение позволяет доставлять готовые ячейки, которые собраны и испытаны на заводе, обеспечивая быстрые и эффективные установку и ввод в эксплуатацию.

Все модули изготовлены таким образом, чтобы компенсировать температурные расширения и сжатия, возникающие при изменении температуры. Для этого в КРУЭ установлены металлические компенсаторы. Для контроля давления газа в корпусах КРУЭ имеются датчики с электрическими контактами, каждый из них имеет как минимум два уровня давления срабатывания сигнализации.

Стандартно для каждой ячейки поставляется электромеханическая система управления. Эта система управления предотвращает недопустимые операции. Мнемонические схемы и указатели коммутационного положения обеспечивают оперативный персонал всей необходимой информацией. Устройства для удаленного управления так же включены в объем поставки. Давление газа в газовых объемах постоянно контролируется датчиками плотности, которые передают предупреждения и сигналы блокировок.

Область применения КРУЭ продолжает расширяться, несмотря на их стоимость, превышающую стоимость РУ обычного типа. Типичное экономическое сравнение КРУЭ и ОРУ показывает, что по стоимости основного оборудования высокого напряжения КРУЭ почти в два раза дороже ОРУ. Однако полные затраты подстанций с РУ разных типов оказались почти одинаковыми, так как высокая стоимость элегазового оборудования компенсируется меньшими затратами, вложенными в строительную часть, инженерные коммуникации и др. С учетом реальных цен и экономии затрат на эксплуатацию подстанции с КРУЭ будут иметь преимущество перед подстанциями обычного типа. КРУЭ имеют еще одно достоинство - большую гибкость компоновочных решений при проектировании и расширении подстанции, поэтому совершенствование сравнительно новой технологии элегазового оборудования продолжается.

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТРЕБОВАНИЙ К ПС И КРУЭ

Для соблюдения всех перечисленных достоинств и обеспечения безопасности эксплуатации КРУЭ необходимо соблюдать большое количество нормативно-технических документов, правил, ГОСТов.

В данной главе рассмотрены и проанализированы основные технические требования для вновь проектируемых подстанций.

2.1 Требования к проектированию новых подстанций

Нормы технологического проектирования подстанций (НТП ПС) устанавливают основные требования по проектированию подстанций (ПС), распределительных пунктов (РП) и переключательных пунктов (ПП) переменного тока ПАО «ФСК ЕЭС» с высшим напряжением 35-750 кВ [5]. Нормы распространяются на объекты нового строительства, а также подлежащие комплексному техническому перевооружению и реконструкции ПС, РП и ПП напряжением 35-750 кВ.

Согласно этим нормам при проектировании подстанций должно быть обеспечено:

- Надежное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергии.
- Внедрение передовых проектных решений, обеспечивающих соответствие всего комплекса показателей подстанций современному мировому техническому уровню.
- Высокий уровень технологических процессов и качества строительных и монтажных работ.
- Экономическая эффективность, обусловленная оптимальным объемом привлекаемых инвестиций и ресурсов, используемой земли и снижением эксплуатационных затрат.
- Соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды.
- Ремонтпригодность применяемого оборудования и конструкций.
- Передовые методы эксплуатации, безопасные и удобные условия труда эксплуатационного персонала.

Проектирование подстанции должно выполняться на основании утвержденных схем:

- развития энергосистемы;
- развития электрических сетей района, города;
- внешнего электроснабжения объекта;
- ремонта, технического и оперативного обслуживания энергосистемы;
- развития средств управления общесистемного назначения, включающие релейную защиту и автоматику (РЗА), противоаварийную автоматику, а также схемы развития Автоматизированных Систем Диспетчерского Управления ОЭС, Автоматизированной Информационно-Измерительная Система Контроля Учета Электроэнергии;

Из схем развития энергосистемы и сетей района или города, а также схем внешнего электроснабжения объекта принимаются следующие исходные данные:

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- район размещения ПС;
- нагрузки на расчетный период и их рост на перспективу с указанием распределения их по напряжениям и категориям (в %);
- число, мощность и номинальные напряжения трансформаторов; соотношения номинальных мощностей обмоток трехобмоточных трансформаторов;
- уровни и пределы регулирования напряжения на шинах ПС и необходимость дополнительных регулирующих устройств с учетом требований к качеству электроэнергии;
- рекомендации по схемам электрических соединений ПС;
- требования по обеспечению устойчивости электропередачи (энергосистемы);
- расчетные значения токов однофазного и трехфазного КЗ с учетом развития сетей и генерирующих источников на срок до 10 лет, считая от предполагаемого срока ввода ПС в эксплуатацию, а также мероприятия по ограничению токов КЗ.

В СНиП 2.07.01-89 «Планировка и застройка городских и сельских поселений» указывает требования к размещению подстанций на территориях городов [6]. Согласно данному СНиП:

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше следует размещать за пределами селитебной территории, а прокладку электрических сетей напряжением 110 кВ и выше к понизительным подстанциям глубокого ввода в пределах селитебной территории крупнейших и крупных городов следует предусматривать кабельными линиями.

При реконструкции городов следует предусматривать вынос за пределы селитебной территории существующих воздушных линий электропередачи напряжением 35-110 кВ и выше или замену воздушных линий кабельными, а в крупнейших городах в случаях целесообразности застройки освобождаемой территории жилыми или общественными зданиями - также замену существующих открытых понизительных подстанций глубокого ввода закрытыми.

Понизительные подстанции с трансформаторами мощностью 16 тыс. кВ·А и выше и пункты перехода воздушных линий в кабельные, размещаемые на селитебной территории, а на территории курортных комплексов - все трансформаторные подстанции и распределительные устройства следует предусматривать закрытого типа. На подходах к подстанции и пунктам перехода воздушных линий в кабельные следует предусматривать технические полосы для ввода и вывода кабельных и воздушных линий.

2.2 Требования к КРУЭ

Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» «Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Общие технические условия» способствует организации и совершенствованию производства, единообразию требований к изготовлению и испытаниям КРУЭ, а также повышению уровня безопасности и надежности, обеспечению качества как КРУЭ, так и эксплуатационных характеристик в целом [7].

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Стандарт распространяется на комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ), предназначенные для работы при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц на номинальные напряжения 110-750 кВ.

Согласно стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» «Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Общие технические условия» КРУЭ должно быть выполнено таким образом, чтобы обеспечивалась безопасность персонала при нормальной эксплуатации, а также при аварийных ситуациях и ремонтных работах, в том числе при обслуживании коммутационных аппаратов, при заземлении подсоединяемых кабелей, определении повреждения кабеля, испытаниях напряжением подсоединяемых кабелей или других аппаратов и устранении опасных электростатических зарядов, а также при проверке последовательности фаз после установки или расширения.

Конструкция устройства должна быть такой, чтобы допустимые смещения фундамента и механические или термические воздействия не влияли на заданные параметры оборудования. Компенсаторы механических смещений и расширений размещаются там, где необходимо для обеспечения механической гибкости КРУЭ. Все элементы с одинаковыми номинальными данными и конструкцией, которые могут потребовать замены, должны быть взаимозаменяемыми

Деление на отсеки КРУЭ должно быть сделано с чоблюением нормальных рабочих условий и обеспечения мер по ограничению воздействия дуги на внутренние полости.

Согласно стандартам «ФСК ЕЭС» [6], [7] из за малых габаритов, увеличенных сроков службы и межремонтных периодов, в конструкциях элементов КРУЭ нужно предусматривать устройства, позволяющие контролировать параметры оборудования в процессе его эксплуатации и обеспечивать повышенную надёжность функционирования:

- в коммутационных аппаратах счетчики срабатывания;
- в ОПНЭ - датчики контроля тока проводимости;
- в измерительных трансформаторах исполнение отдельной обмотки для учёта электроэнергии.

Для приводных систем выключателей и быстродействующих заземлителей, обладающих включающей способностью на короткое замыкание, предпочтение должно отдаваться пружинным механизмам, для разъединителей и рабочих заземлителей – двигательным приводам.

Элементы КРУЭ должны быть оснащены вспомогательными средствами (подогрев, вентиляция, защитные меры и т.п.), обеспечивающими нормальную работу оборудования во всём диапазоне фактических условий эксплуатации.

При использовании подогрева элементов КРУЭ должен быть предусмотрен контроль цепи подогрева. В случае нарушения действия вспомогательных средств, нормальное функционирование оборудования КРУЭ должно быть возможно в течение двух часов после прекращения работы этих средств. После восстановления действия вспомогательных средств, оборудование КРУЭ должно

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

обеспечивать нормированные ему технические характеристики. Перемена полярности в точке присоединения не должна приводить к повреждению вспомогательных цепей и цепей управления.

Органы управления включением и отключением коммутационными аппаратами и органы управления аварийным прекращением работы сети необходимо располагать на высоте от 0,4 м до 1,8 м выше уровня обслуживания. Другие органы управления должны быть расположены на удобной для оперирования высоте. Индикаторные устройства должны располагаться на такой высоте, на которой их показания легко различимы. Размещение элементов КРУЭ должно учитывать доступность для монтажа, прокладки проводов, обслуживания и замены. В случае необходимости обслуживания элементов КРУЭ на высоте 1,2 м и более от уровня пола, следует предусматривать площадки обслуживания – передвижные и/или стационарные. Если элементы КРУЭ нуждаются в настройке в течение срока эксплуатации, должен быть предусмотрен легкий доступ для обслуживающего персонала без опасности поражения электрическим током.

Согласно стандарту [7] оболочка должна быть способной выдерживать нормальные и переходные давления, которым она подвергается в эксплуатации, а также возможные воздействия при возникновении внутреннего дугового перекрытия. В случае внутреннего короткого замыкания, в результате которого происходит повреждение оболочки, ее необходимо заменить и провить целостность оболочек смежных элементов

Необходимо предусмотреть меры для уменьшения последствий внутренней дуги для оборудования КРУЭ и сокращения временного интервала перерыва в энергопитании. Одним из средств, которые решают эту проблему, являются устройства сброса давления (предохранительные мембраны, клапаны и т.п.). Дуга не должна проникать в соседние газовые отсеки. Последствия внутренней дуги должны быть локализованы в пределах одного отсека, в котором возникла дуга. Секционирование КРУЭ должно позволять быстро восстановить те части, которые не подверглись воздействию дуги, и восстановить функционирование КРУЭ.

Блокировки КРУЭ связаны как с состоянием уровня давления газа в элементах ячейки, так и обеспечением безопасности и предотвращения ущерба при работе с коммутационными аппаратами КРУЭ.

Для главных цепей обязательны следующие устройства блокировки, которые используются при создании изоляционных промежутков и заземлении:

- блокировки для предотвращения включения – на аппаратах, установленных в главной цепи, которые используются для обеспечения изоляционного промежутка при работах по обслуживанию;
- блокировки для предотвращения отключения – на заземлителях.

Элементы блокировок КРУЭ, выполненные заводом-изготовителем, должны иметь дополнительные блок-контакты состояния для сбора в контроллеры присоединения в виде дискретных сигналов информации о состоянии указанных элементов для возможности работы устройств РЗА.

В ПУЭ приведены требования и нормы к минимально допустимым расстояниям между токоведущими частями в ЗРУ и КРУЭ [8].

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно ПУЭ п 4.2.82. В помещениях ЗРУ 35-220 кВ и в закрытых камерах трансформаторов следует предусматривать стационарные устройства или возможность применения передвижных либо инвентарных грузоподъемных устройств для механизации ремонтных работ и технического обслуживания оборудования.

В помещениях с КРУ следует предусматривать площадку для ремонта и наладки выкатных элементов. Ремонтная площадка должна быть оборудована средствами для опробования приводов выключателей и систем управления.

Согласно ПУЭ п. 4.2.84 при компоновке КРУЭ в ЗРУ должны предусматриваться площадки обслуживания на разных уровнях в случае, если они не поставляются заводом-изготовителем.

Таблица 2 – Наименьшее расстояние в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ

Наименование расстояния, мм	10 кВ	110 кВ
От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий	120	700-600
Между проводниками разных фаз	130	800-750
От токоведущих частей до сплошных ограждений	150	730-630
От токоведущих частей до сетчатых ограждений	220	800-700
Между неогражденными токоведущими частями разных цепей	2000	2900-2800
От неогражденных токоведущих частей до пола	2500	3400-3300
От неогражденных выводов из ЗРУ до земли при выходе их не на территорию ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами	4500	5500-5400
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной к второму контакту	150	900-850
От неогражденных кабельных выводов из ЗРУ до земли при выходе кабелей на опору или портал не на территории ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами	-	3800-3200

2.3 Требования к цифровой подстанции

Новым вектором в развитии строительства электрических подстанций является принятая ПАО Россети концепция «ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ 2030» которая позволяет повысить надежность, качество, доступность оказания услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению потребителей, сформировать новую инфраструктуру для максимально эффективного процесса передачи электроэнергии между субъектами электроэнергетики, а также развивать конкурентные рынки сопутствующих услуг. Одним из главных решений для подстанций является внедрение различных архитектур построения вторичных цепей защит и автоматики (централизованной, распределенной, комбинированной) с применением протокола IEC 61850 преимущественно с традиционной архитектурой вторичных цепей на существующих технических решениях в части коммутационного, измерительного и распределительного оборудования, терминалов защит и автоматики.

Согласно СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ» [9] создание на электро-сетевых объектах систем сбора и передачи информации (телемеханики - ТМ) и автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций направлены на то, чтобы обеспечить возможность наблюдать удаленно за всеми процессами на подстанции и автоматизацию технологических процессов с целью повышения надежности, экономичности работы оборудования и, как следствие, надежности электроснабжения потребителей электроэнергии, сокращения эксплуатационных затрат, сведения к минимуму обслуживающего персонала и повышения безопасности его работы.

Поставленные цели достигаются согласно [9]:

- предоставлением обслуживающему персоналу подстанции полной, достоверной и своевременной информации о режимах работы и состоянии основного и вспомогательного оборудования, в том числе для оперативного управления и ведения режимов;

- повышением уровня контроля и управления оборудованием подстанции в нормальных и аварийных режимах;

- упрощением и удешевлением эксплуатации оборудования подстанции;

- сокращением времени простоев и своевременным выявлением отказов оборудования подстанции.

Первичными датчиками электрических параметров режима, размещаемых в электроустановках переменного напряжения являются измерительные трансформаторы тока и напряжения (ТА, TV). Уровни выходных сигналов нормированы и равны 5А или 1А для ТА и 100/57,7 В для TV. Для снижения уровня сигнала с электромагнитных ТТ и ТН, равных, соответственно 1 или 5 А и 100 В, до безопасного для электроники унифицированного уровня и определения других важных параметров режима (активной и реактивной мощности, частоты) используются вторичные измерительные преобразователи с цифровым выходом.

На транзитных ПС 110 кВ, подстанциях 110 (35) кВ с постоянным дежурством оперативного персонала создается АСУ ТП, представляющая собой единую интегрированную систему автоматизации, реализующую функции оперативно-технологического управления подстанцией.

Создаваемые на ПС 110 (35) кВ АСУТП (ТМ), как правило, реализуют следующие основные технологические функции (в общем случае):

- автоматический сбор дискретной и аналоговой информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;

- контроль и регистрацию отклонения режимных параметров за предупредительные и аварийные пределы;

- представление текущей и архивной информации на Автоматизированное Рабочее Место (АРМ) персонала ПС

- дистанционное управление коммутационными аппаратами и устройствами РПН трансформаторов подстанции;

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- сопряжение с системами связи и обеспечение обмена данными с центрами управления в режиме реального времени;

- обеспечение возможности телеуправления оборудованием объекта.

Помимо перечисленных основных технологических функций в объектных ПТК, как правило, выполняются также следующие сервисные функции:

- архивирование собранной информации;

- организация коммуникаций между компонентами программно технического комплекса ПТК.

- контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов от терминалов РЗА, вывод их на АРМ;

- контроль состояния оперативной логической (программной) блокировки управления коммутационной аппаратурой (разъединители, заземляющие ножи);

- регистрация аварийных событий и процессов;

- мониторинг состояния электрооборудования подстанций;

- контроль уровней напряжения; учет случаев превышения длительно допустимых уровней напряжения (мониторинг временных повышений напряжения на электрооборудовании);

- контроль (мониторинг) показателей качества электроэнергии (ПКЭ) по данным, получаемым от специализированных устройств контроля ПКЭ;

В комплексе технических средств ПТК цифровой ПС выделяются три структурных уровня:

– уровень процесса;

– уровень присоединения;

– уровень подстанции.

Структурные уровни объединяются посредством сегментов локальной вычислительной сети Ethernet. Сегменты локальной вычислительной сети образуют шину процесса, объединяющую уровень процесса и уровень присоединения, и шину подстанции, объединяющую уровень присоединения и уровень подстанции.

На всех структурных уровнях функционируют следующие подсистемы общего назначения:

– подсистема электропитания;

– подсистема единого точного времени;

– подсистема обеспечения информационной безопасности;

– подсистема мониторинга и управления информационно- технологической инфраструктурой ЦПС.

В части строительства новых подстанций необходимо применять согласно [9]:

1) проектирование и построение шины процесса и шины подстанции в соответствии с МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2 (SV);

2) применение цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3) применение (авто)трансформаторов, выключателей, разъединителей и реакторов, оснащенных устройствами, позволяющими осуществлять телеуправление и дистанционный мониторинг состояния;

4) применение высоковольтных вводов, оснащенных устройствами, позволяющими осуществлять дистанционный мониторинг состояния;

5) применение комплектных распределительных устройств (КРУ), в том числе элегазовых (КРУЭ), оснащенных устройствами, позволяющими осуществлять телеуправление и дистанционный мониторинг состояния;

6) построение систем релейной защиты и противоаварийной автоматики с применением микропроцессорных устройств, позволяющих осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния;

7) установка на все входящие и исходящие присоединения приборов контроля качества и учета электрической энергии, позволяющих осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния;

8) построение инженерных, противопожарных и охранных систем с применением оборудования, позволяющего осуществлять его дистанционную настройку, управление и мониторинг состояния;

9) концентрация всех информационных потоков от всего оборудования в автоматизированной системе управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанции;

10) обеспечение возможности передачи всей концентрирующихся в АСУ ТП информации на вышестоящий уровень управления – центр управления сетями;

11) обеспечение возможности осуществления дистанционной настройки и управления всем оборудованием подстанции как с уровня АСУ ТП, так и с вышестоящего уровня – центра управления сетями;

12) проектирование и построение подстанции исходя из условия, что эксплуатация подстанции будет осуществляться без постоянного дежурного персонала;

13) применение в приоритетном порядке оборудования и программного обеспечения российского происхождения.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ ЭЛЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Соображения системного проектирования диктуют требования к основной конфигурации подстанции, а также к ее размещению в системе. Следовательно, они также включают в себя основной выбор между КРУЭ и КРУВ. После принятия решения об использовании системы с элегазовой изоляцией необходимо рассмотреть конструкцию КРУЭ

После принятия решения по использованию КРУЭ пользователь сталкивается с вопросом выбора типа КРУЭ. Следующая основная классификация зависит от типа конструкции, от условий эксплуатации и от объема частей с элегазовой изоляцией:

Тип конструкции

- КРУЭ для новой подстанции
- КРУЭ для реконструкции или расширения существующего КРУЭ

Объем частей с элегазовой изоляцией:

- полностью герметизированная установка КРУЭ
- комбинированная установка

Условия эксплуатации:

- внутренняя КРУЭ
- наружная КРУЭ
- специальные приложения

На ранней стадии проектирования подстанции системные требования определяют основной тип конструкции, т.е. будет ли это новая конструкция или реконструкция существующего КРУЭ. Тип конструкции вместе с местом и характером площадки для установки влияют на основную конфигурацию (объем частей с элегазовой изоляцией) и на те условия эксплуатации, которым должно соответствовать КРУЭ [3]. Возможно расширение существующего КРУЭ. В данной главе будут рассмотрены существующие решения по применению КРУЭ.

3.1 Полностью герметизированные установки КРУЭ

Полностью герметизированные установки КРУЭ включают в себя только компоненты с элегазовой изоляцией в металлической оболочке в их первичных цепях. Из-за величины капиталовложений или по техническим причинам некоторые компоненты могут быть исключением из этого правила, например, разрядники для защиты от атмосферных перенапряжений, трансформаторы напряжения или оборудование для высоковольтного–высокочастотного соединения (ВВ-ВЧ) на выходящих линиях.

Полностью герметизированное КРУЭ может быть спроектировано для внутреннего использования. Оно также может использоваться в качестве варианта наружного размещения.

Для этих типов все ключевые преимущества КРУЭ, описанные ниже могут быть полностью использованы.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Компактность КРУЭ напрямую влияет на требования к площади размещения, а следовательно, стоимости территории, визуальное воздействие строящейся подстанции. Малые размеры обеспечивают большое разнообразие конструкций, которые в свою очередь обеспечивают внутреннюю, наружную, подземную, комбинированную и контейнерную установку.

Модульная конструкция КРУЭ в связи с ее компактностью обеспечивает выполнение специальных требований к рабочей площадке в большей степени, чем это возможно для КРУВ.

Экономия общей площади территории зависит существенным образом от конкретного уровня напряжения и от соединения с трансформаторами, реакторами и входящими и отходящими линиями электропередач. Максимальная экономия достигается при помощи кабельных соединений и коротких кабельных каналов КРУЭ.

Если подстанция соединяется с воздушными линиями электропередачи, тогда для мачт и боковых жил потребуется дополнительное пространство, что может снизить общую экономию территории.

В большинстве случаев компактность и уменьшенная площадь обеспечивают оптимальный выбор новых запланированных подстанций на основе требований к сети.

Для внутренней или подземной КРУЭ это возможно даже в городских зонах или районах с высокой плотностью населения. Достаточно часто это обеспечивает строительство подстанции в месте потребления электроэнергии, что приводит к значительному снижению себестоимости распределительной сети.

В тех случаях, когда условия воздействия окружающей среды могут быть достаточно жесткими, например, на прибрежной рабочей площадке, где возможны сильные солевые отложения, или в промышленных районах, где возможны другие значительные загрязнения, может потребоваться регулярная очистка изоляторов. Аналогичным образом может быть сильная коррозия металлических компонентов, фланцев, электрических соединений и т.п. Учет таких условий может привести к очень высокой стоимости технического обслуживания РУ наружной установки, в то время как КРУЭ, установленное в здании, будет защищено от такого воздействия, за исключением элегазовых/воздушных проходных изоляторов.

В случае гидроэлектростанций, КРУЭ может быть смонтировано рядом с турбинами и генераторами, что обеспечивает значительную экономию кабельной сети или шинопроводов. Оно даже обеспечивает оптимизацию расхода воды с преимуществами по стоимости строительных работ. Возможность монтажа подстанции как можно ближе к повышающим трансформаторам повышает надежность всей электростанции [3].

3.2 Внутренняя установка КРУЭ

КРУЭ, предназначенные для условий эксплуатации внутри помещения, определены как КРУЭ внутренней установки. Основным преимуществом КРУЭ внутренней установки является то, что оно, за исключением проходных изоляторов

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

элегаз/воздух или шинопроводов наружных соединений, является полностью независимым от наружных окружающих условий, а также то, что его влияние на окружающую среду минимизировано. Оно может быть установлено в новом здании, в существующем здании, в подземной полости, в дамбе или в простом холле. Основным преимуществом является независимость внутреннего КРУЭ от погодных условий во время выполнения работ по техническому обслуживанию. Недостатком является дополнительная стоимость строительных работ. В связи с этим КРУЭ внутренней установки необходимо в следующих случаях:

- городские районы, места с природной красотой или сложной топографией, или в других подстанциях, которые должны вписываться в ландшафт;
- загрязненные или прибрежные зоны, либо зоны с большой высотой над уровнем моря, либо суровые/экстремальные климатические условия (которые могут привести к дополнительным мерам по конструкции здания);
- стратегические размещения.



Рис 3.1 – КРУЭ внутренней установки

3.3 Наружная установка КРУЭ

КРУЭ, предназначенные для наружной эксплуатации, определены как КРУЭ наружной установки. В очень жарких или холодных окружающих условиях размер и стоимость КРУЭ наружной установки может превышать аналогичные параметры для КРУЭ внутренней установки. Но в целом вследствие очень простых строительных работ общая стоимость КРУЭ наружной установки составляет примерно 90 % стоимости КРУЭ внутренней установки. Стоимость технического обслуживания оборудования КРУЭ наружной установки немного выше по сравне-

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

нию с КРУЭ внутренней установки, но это может быть компенсировано отсутствием необходимости технического обслуживания здания. Конструкция для наружной установки обеспечивает создание гибридных установок для новых подстанций, а также для расширения и модернизации существующих КРУВ. В большинстве случаев это является фактором, который определяет необходимость использования КРУЭ наружной установки.

При выборе материалов должны быть учтены специальные соображения (возможность долговременной стойкости, защита от коррозии и воздействия атмосферных условий для металлических деталей, уплотнения для элегаза, соединения, механизмы и их корпуса, платы управления, кабели и устройства контроля элегаза). Также должны быть приняты меры для обеспечения безотказной работы при низких температурах.



Рисунок 3.2 – КРУЭ наружной установки.

Элегазовые распределительные устройства, размещенные обычно в зданиях, целесообразны в тех местах, где очень высокая стоимость земли или того требуют условия окружающей среды. В случаях с малыми ПС или в случаях расширения, где установка в здании не обеспечивает никаких преимуществ, хорошим решением является установка подстанции в контейнер.

3.4 Контейнерное КРУЭ

В контейнерном КРУЭ, стандартный металлический контейнер содержит все активные компоненты одного или двух герметизированных отсеков с выключателями, блок управления, тепловую изоляцию, освещение, кондиционирование воздуха, вентиляцию и смотровые люки, и полностью испытывается на заводе перед поставкой. Применяя контейнерный тип КРУЭ возможно использовать преимущества КРУЭ как внутренней, так и наружной установки. Эта конструкция пригодна для комбинированных установок для временной или постоянной эксплуатации и для КРУЭ меньшего размера.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

На уровне среднего напряжения, контейнерные распределительные устройства являются наилучшим решением. И даже ПС высокого напряжения могут быть выполнены таким же образом и быть экономически оправданными во многих случаях. Ядро системы - КРУЭ, установленное либо в контейнере из листовой стали, либо в блочном здании из готовых бетонных блоков. В отличие от обычного стационарного РУ здесь нет необходимости в сложных конструкциях, т.к. мобильные ПС приходят уже со своим «зданием». Мобильные контейнерные ПС могут состоять из одной ячейки или нескольких с большим числом различных схем и компоновок. Допустимо применять все обычные компоненты для подключения, включая наружные проходные изоляторы, переходные кабельные муфты и элегазовые токопроводы. При необходимости все управляющее и защитное оборудование, в т.ч. и для местной сети может быть смонтировано в контейнере. Это дает широкие возможности по установке на месте. На месте требуется только установка контейнера, монтаж наружных частей системы и подключение внешних соединений – воздушной либо кабельной линии. Перенос работ по сборке РУ на завод повышает качество и эксплуатационную надежность. Мобильные контейнерные РУ занимают мало места и обычно хорошо вписываются в окружающую обстановку. Для заказчика значительным преимуществом является высокая доступность и малое время ввода в эксплуатацию. Значительное снижение расходов достигается в проектировании, работах по возведению и сборке.

Получение разрешения департамента архитектуры либо не требуется вообще, либо требуется в упрощенной форме. Установка также может работать в различных местах по очереди. Адаптация к конкретной обстановке не представляет проблем. Следующие возможные применения для контейнерных станций:

- Временное решение для питания потребителей во время модернизации подстанции.
- Дешевое промежуточное решение в тех местах, где возведение трансформаторной подстанции включает в себя формальности, такие как получение земли или прокладка кабелей.
- Быстровозводимая аварийная станция в случае сбоя в работе существующего РУ.
- ПС для передвижных геотермальных электростанций.



Рис.3.3 Модульное КРУЭ компании ПитерЭнергоМаш

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

В контейнерном КРУЭ, показанном на Рис. 3.3, стандартный металлический контейнер содержит все активные компоненты одного или двух герметизированных отсеков с выключателями, блок управления, тепловую изоляцию, освещение, кондиционирование воздуха, вентиляцию и смотровые люки, и полностью испытывается на заводе перед поставкой [10].

При постоянной эксплуатации блок контейнерного КРУЭ устанавливается на рабочей площадке на простом бетонном фундаменте. Эти блоки также можно соединить последовательно. Время строительства и монтажа для таких установок очень короткое. Минимальный объем работ на площадке сохраняет эффективность заводского контроля качества и результаты по надежности эксплуатации.

При временной эксплуатации простой отсек КРУЭ может быть установлен на трейлер, и временно эксплуатироваться, в то время как существующие части подстанции по каким-либо причинам должны быть обесточены. Таким образом электропитание реконструируемого отсека КРУВ может быть осуществлено через временный отсек КРУЭ и не будет прерываться.



Рис.3.4 Мобильная подстанция 110/10 кВ с использованием КРУЭ

3.5 КРУЭ ПС 220 кВ Ермак

На ПС 220 кВ Ермак расположенной в холодных климатических условиях в ЯНАО в соответствии с типовыми проектными решениями была принята принципиальная схема закрытых распределительных устройств 110 кВ – №110-9.

РУ 110 кВ выполненное по схеме №110-9 «Одна рабочая секционированная система шин» является лучшей схемой с позиции надежности и экономичности при использовании КРУЭ, также нет необходимости подключения более двух не резервируемых присоединений.

Блок КРУЭ 110 кВ входит в состав здания электротехнических устройств ПС 220 кВ Ермак.

На отм. 0,000 располагаются:

- КРУЭ 110 кВ в отдельном помещении;
- релейный щит 110 кВ в отдельном помещении;

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

- венткамеры.

На отм. -2,400 размещаются:

- отсеки кабельного этажа;

- узлы управления автоматическим пожаротушением.

Местные шкафы управления устанавливаются напротив распределительного устройства 110 кВ.

Ширина коридора обслуживания между ячейками КРУЭ 110 кВ и шкафами управления составляет 2,6 м в соответствии с нормами технологического проектирования.

КРУЭ 110 кВ скомплектовано из ячеек с элегазовой изоляцией внутренней установки, с кабельными вводами и концевыми кабельными муфтами на всех присоединениях 110 кВ. Размеры помещения позволяют выполнить расширение КРУЭ 110 кВ в перспективе еще на четыре ячейки.

Всего в КРУЭ-110 кВ устанавливается 8 ячеек:

- 7 ячеек с выключателями;

- одна ячейка с шинными аппаратами.

КРУЭ 110 кВ изготавливается в трехфазном исполнении, то есть все три фазы заключены в один общий элегазовый токопровод (металлический кожух).

В помещении КРУЭ организуется монтажная площадка для разгрузки, монтажа оборудования и ремонтных работ для независимости от погодных условий. В помещении электротехнической лаборатории размещаются подпитывающая установка, включающая баллон с элегазом, сервисная установка для газотехнологических работ.

То есть в данном помещении будет храниться:

- оборудование, предназначенное для закачки элегазом новых модулей;

- оборудование, предназначенное для откачки элегаза из отработавших в результате износа или аварийной ситуации модулей с целью его дальнейшей утилизации;

- газотехнологическая тележка для обслуживания оборудования КРУЭ;

- оборудование, предназначенное для измерений, определения утечек и продуктов разложения элегаза.

Для возможности выполнения монтажных работ в помещении КРУЭ 110 кВ предусмотрен подвесной электрический кран грузоподъемностью пять тонн.

Для прокладки кабелей организуются кабельные трассы с установкой кабельных конструкций в кабельном этаже на отм. -2,400, а также с установкой кабельных коробов на отм 0,000.

Кабели к ответственным взаиморезервируемым механизмам прокладываются по разным кабельным трассам.

В соответствии с нормативными документами в кабельных сооружениях выполняются противопожарные перегородки, в кабельных коробах – огнепреградительные пояса, а также огнестойкие заделки - при переходе через стены и перекрытия.

На рис 3.5 представлен разрез ячейки КРУЭ 110 кВ ввода стороны 110 кВ трансформатора и ввода воздушной линии 110 кВ.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

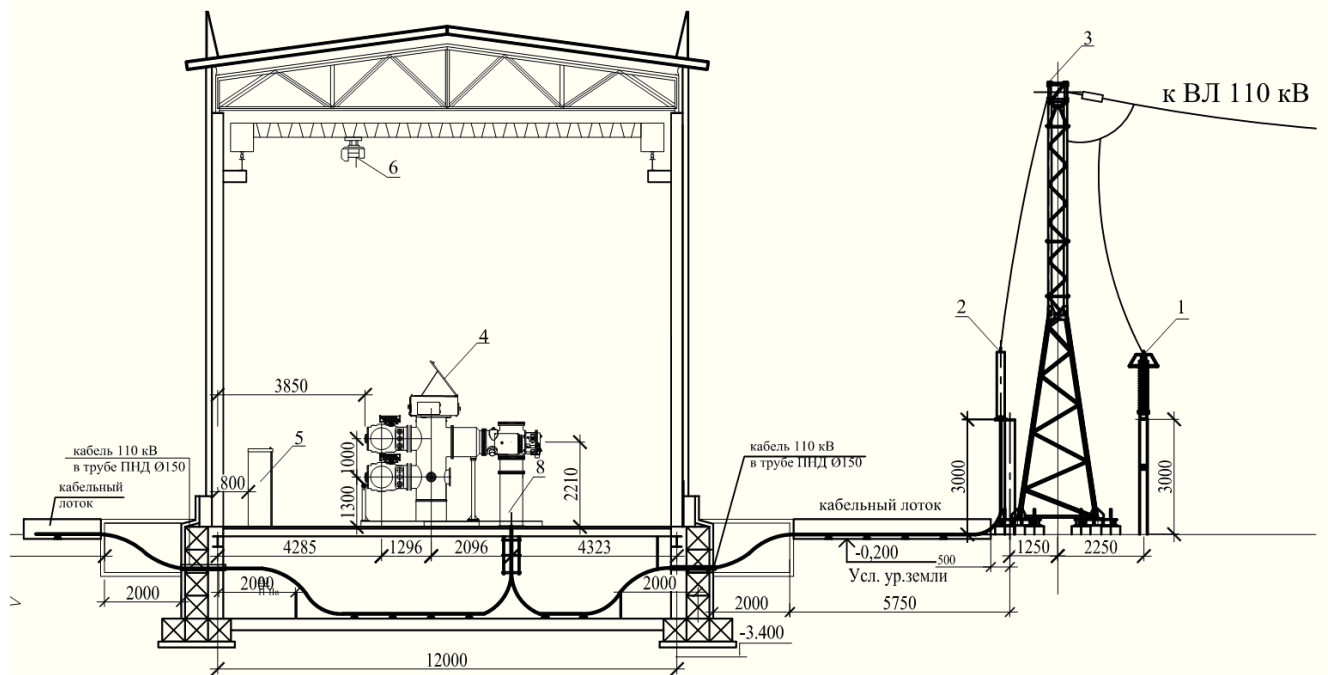


Рис 3.5 – КРУЭ 110 кВ ПС Ермак: 1) Ограничитель перенапряжения 2) Концевая кабельная муфта 3) Портал 4) Ячейка КРУЭ 110 кВ 5) Шкаф управления ячейкой КРУЭ 110 кВ 6) Кран-балка

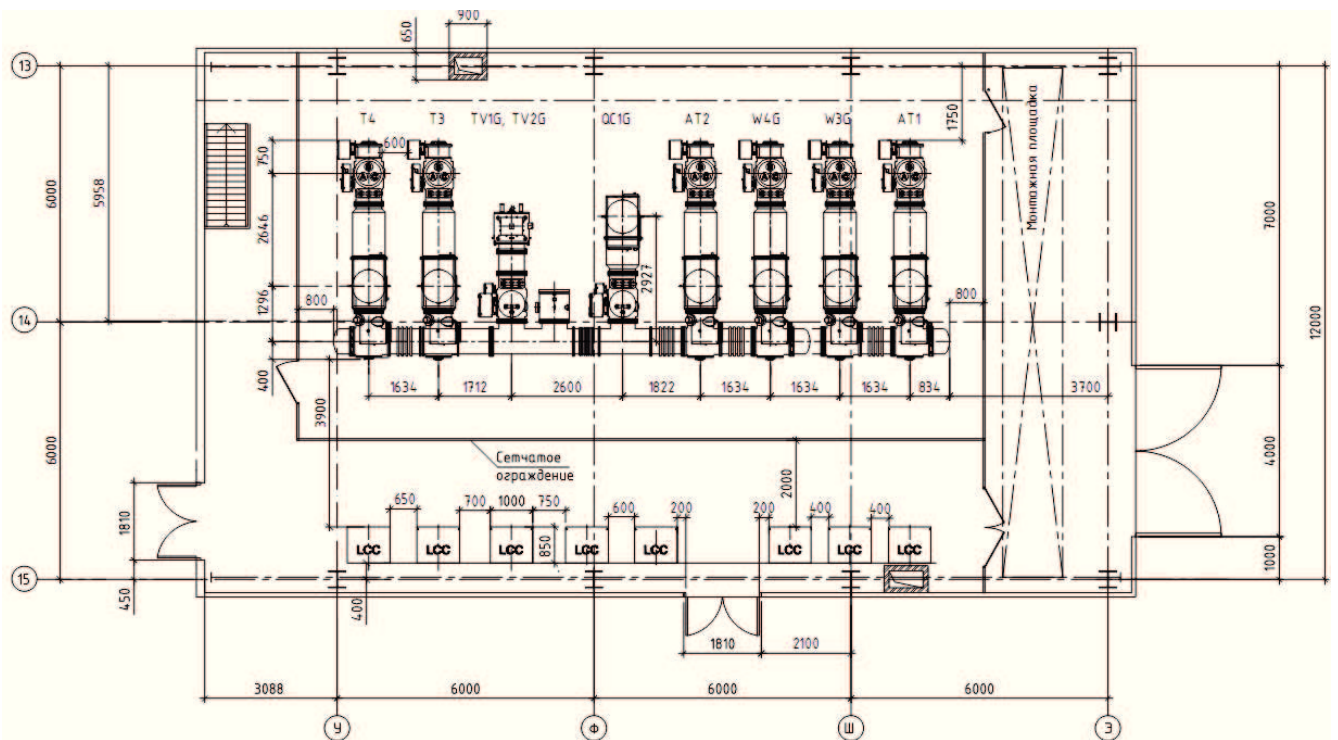


Рис 3.6 – вид сверху КРУЭ 110 кВ ПС Ермак

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ

Лист

24

3.6 КРУЭ ПС 220 кВ Медведовская

В ходе строительства подстанции «Медведовская» [11] применялось инновационное электрооборудование исключительно российского производства.

На подстанции установлено следующее основное оборудование:

– КРУЭ 110 кВ на 9 ячеек, выполненное по схеме «две рабочие системы шин» (с электромагнитными ТТ и ТН) и рассчитанное на присоединение 4 линий 110 кВ, двух трансформаторов и шиносоединительного выключателя;

– два силовых трансформатора 110/20 кВ мощностью 80 МВА каждый

– КРУ 20 кВ производства компании «Самарский трансформатор», выполненное 4-секционным с вакуумными выключателями и рассчитанное на 20 отходящих линий 20 кВ;

– комплекс РЗА, выполненный на терминалах производства НПП «Экра» и реализующий концепцию цифровой подстанции.

На подстанции организовано много инновационных решений: к примеру, применение энергосберегающей технологии – тепло, выделяемое силовыми трансформаторами, использовано для отопления здания подстанции. Отсутствие выбросов газов и масла обеспечивает бесшумность работы оборудования и экологичность, тем самым сократив к нулю возможность загрязнения окружающей среды.



Рис 3.7 Трансформатор напряжения 110/20 кВ , расположенный внутри здания ПС

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Уникальность данного объекта заключается в том, что это первая в России подстанция, которая полностью оснащена устройствами защит, автоматизированного управления, различными вспомогательными устройствами, действующими на основе принципа управления, предусмотренного стандартом МЭК 61850 и отвечающая требованиям концепции цифровой подстанции.

Соответственно, значительно упрощается внедрение нового оборудования в уже существующую сложную систему электрооборудования ЦПС. Вдобавок появляется экономия вторичных кабельных линий: вместо десятка разнообразных проводов можно использовать только один. Предполагается, что измерения будут передаваться в устройства РЗА от традиционных измерительных трансформаторов через преобразователи аналоговых сигналов.

Особо стоит сказать, что в рамках реализации проекта впервые применяется комплекс регистрации аварийных процессов. Он работает как в инновационном цифровом сегменте подстанции, так и в традиционном – с регистрацией аналоговых сигналов токов и напряжений.

Цифровая подстанция 110 кВ «Медведевская» построена по принципу формирования шин данных. Всего выделены 3 шины данных управления и измерения.

Первые две шины полностью изолированы, в них исключена возможность постороннего дистанционного вмешательства. Шина подстанции № 2 предназначена для дистанционного управления устройствами РЗА и первичным оборудованием, мониторинга указанного оборудования, чтения внутренних регистраторов и осциллограмм и т. п.

Измерения для РЗА выполнены по шинной архитектуре на основе шины процесса. Данные выборочных значений передаются с частотой 80 выборок за период согласно IEC 61850- 9.2.

Источником данных о первичных величинах служат преобразователи аналоговых сигналов — АМУ, — основное назначение которых — преобразование первичного значения тока и напряжения от ТТ и ТН в цифровой код в соответствии с упомянутым стандартом. Значения токов и напряжений используются устройствами РЗА, ПА. Подключение к соответствующим преобразователям осуществляется за счет настройки сетевых параметров РЗА. Преобразователи установлены непосредственно у первичного оборудования в помещении КРУЭ 110 кВ и РУ 20 кВ (в ячейках КРУ).

Передача выборочных значений тока и напряжений осуществляется по специальной ЛВС — шине процесса.

Для обеспечения надежности применяется технология резервирования PRP (параллельное резервирование). Образуются полностью идентичные сети А и В. При отказе любого сегмента сети работа шины процесса продолжается на рабочей сети без изменения значений первичных сигналов.

Медные кабели на подстанции «Медведевская» используются для питания устройств РЗА и АСУ ТП и для передачи аналоговых сигналов от электромагнитных ТТ и ТН до устройств сопряжения с объектом (УСО), преобразующих измеренные величины токов и напряжений в цифровой сигнал, который передается в устройства РЗА согласно IEC 61850-9.2LE.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Система управления и контроля состояния первичного оборудования и устройств РЗА и ПА построена на ЛВС с организацией шины подстанции с передачей сигналов GOOSE-сообщений в соответствии с IEC 61850-8.1. Управление и контроль первичного оборудования осуществляется при помощи устройств преобразователей дискретных сигналов (проектное наименование — DMU). Эти устройства вынесены непосредственно к первичному оборудованию КРУЭ 110 кВ и РУ 20 кВ и выполняют функции сопряжения с первичным оборудованием. При этом названные устройства осуществляют контроль положения коммутационных аппаратов и состояния их технологических цепей, а также управление следующим первичным силовым оборудованием:

- коммутационными аппаратами (разъединители, заземляющие ножи, выключатели) КРУЭ 110 кВ;
- коммутационными аппаратами РУ 20 кВ;
- устройством РПН силовых трансформаторов — и т. п.

Функции РЗА выполнены в шкафах с микропроцессорными устройствами, размещенными в ОПУ РЩ. Управляющие и контрольные сигналы между устройствами РЗА и DMU передаются посредством GOOSE-сообщений.

Для организации ОБР и обеспечения возможности дистанционного управления КА проект предусматривает шкаф контроллера присоединения, в который также входят функции АУВ с возможностью АПВ.

В целях обеспечения информационной безопасности шина процесса и шина подстанции полностью изолированы от внешней сети, в них исключена возможность постороннего дистанционного вмешательства.

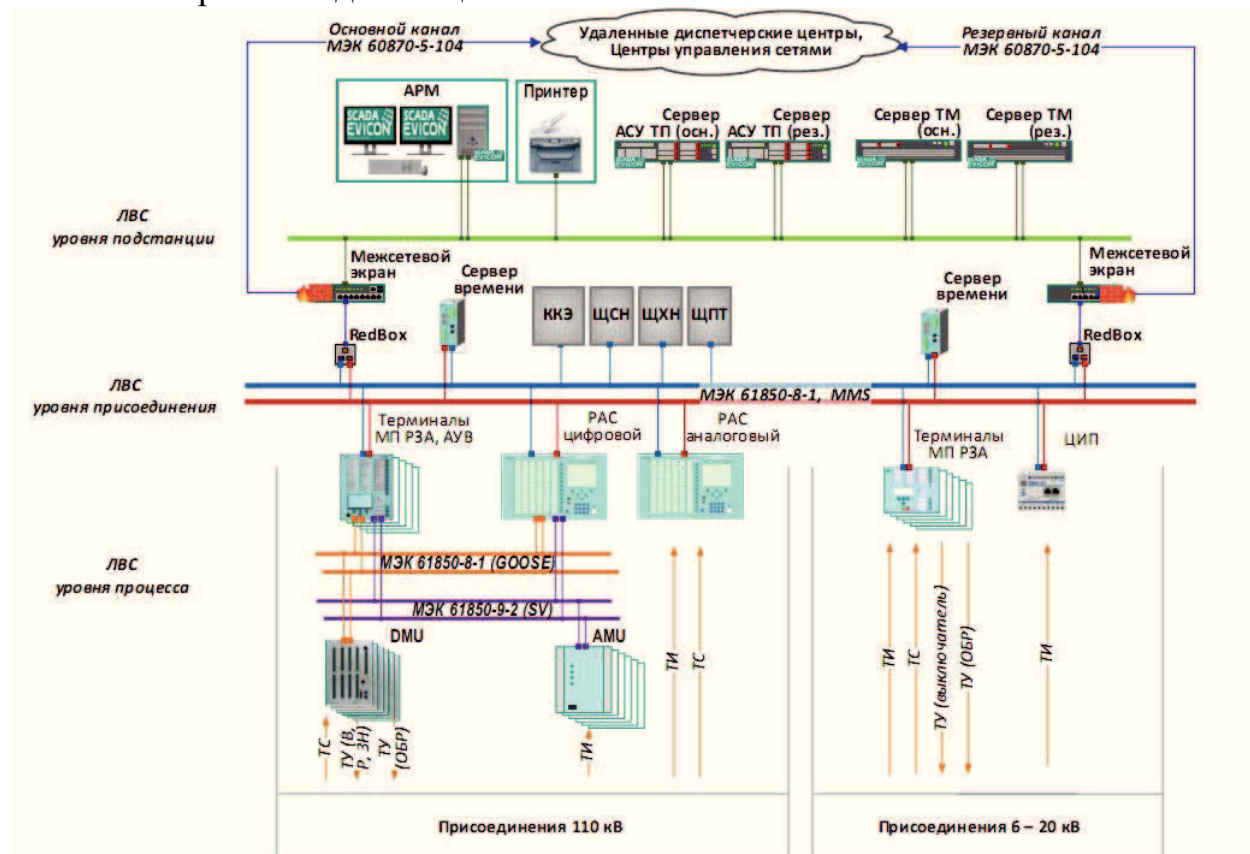


Рис 3.8 – Трехуровневая архитектура АСУТП ПС Медведовская

3.7 КРУЭ с установленными в помещении трансформаторами

Возросшие электрические нагрузки промышленных предприятий и крупных городов требуют подведения к месту потребления электрической энергии 110 кВ и выше, что вынуждает сооружать закрытые подстанции глубоко вода с установленными в них понижающими трансформаторами 110/10 кВ. Подстанции такого типа чаще всего строятся в крупных населенных пунктах, когда по требованиям санитарных норм шумы не должны превышать допустимого уровня. Шумы возникают при работе самого трансформатора и создаются его системой охлаждения и вентиляции.

В помещениях с установленными в них трансформаторами 110/10 кВ согласно норм ПУЭ 4.2.214 [8] автоматическими установками пожаротушения оснащаются трансформаторы напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВ·А и более, устанавливаемые в камерах подстанций и у зданий ГЭС и трансформаторы напряжением 110 кВ и выше любой мощности, устанавливаемые в подземном здании ГЭС и ГАЭС. Согласно п.4.2.216 [8] каждый масляный трансформатор, размещаемый внутри помещений следует устанавливать в отдельной камере, расположенной на первом этаже. Допускается установка масляных трансформаторов на втором этаже, а также ниже уровня пола первого этажа на 1 м в незатопляемых зонах при условии обеспечения возможности транспортирования трансформаторов наружу и удаления масла в аварийных случаях. Согласно п. 4.2.222 [8] вентиляционная система камер трансформаторов должна обеспечивать отвод выделяемого ими тепла и не должна быть связана с другими вентиляционными системами.

При необходимости установки трансформаторов внутри помещений выше второго этажа или ниже пола первого этажа более чем на 1 м, они должны быть с негорючим экологически чистым диэлектриком или сухими в зависимости от условий окружающей среды и технологии производства.

Закрытая подстанция ЗРУ-СЭЩ 110/10(6) кВ [12] предназначена для использования в условиях плотной городской застройки. На первом этаже здания подстанции располагаются распределительные устройства 10(6) кВ и вспомогательные помещения (аккумуляторная, АСКУЭ, панели защит и т.д.). На втором этаже размещено распределительное устройство 110 кВ. Трансформаторы находятся в отдельных помещениях. На рисунке показана установка трансформатора в помещении ЗРУ 110 кВ. Помещения номер 101 и 102 площадью по 121.7 м² являются камерами трансформатора Т1 и Т2 соответственно, где также установлена кран балка для возможности демонтажа трансформатора. Рядом с ними, под номером 302 находятся вентиляционные камеры, а над ними оборудование шумоподавления.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

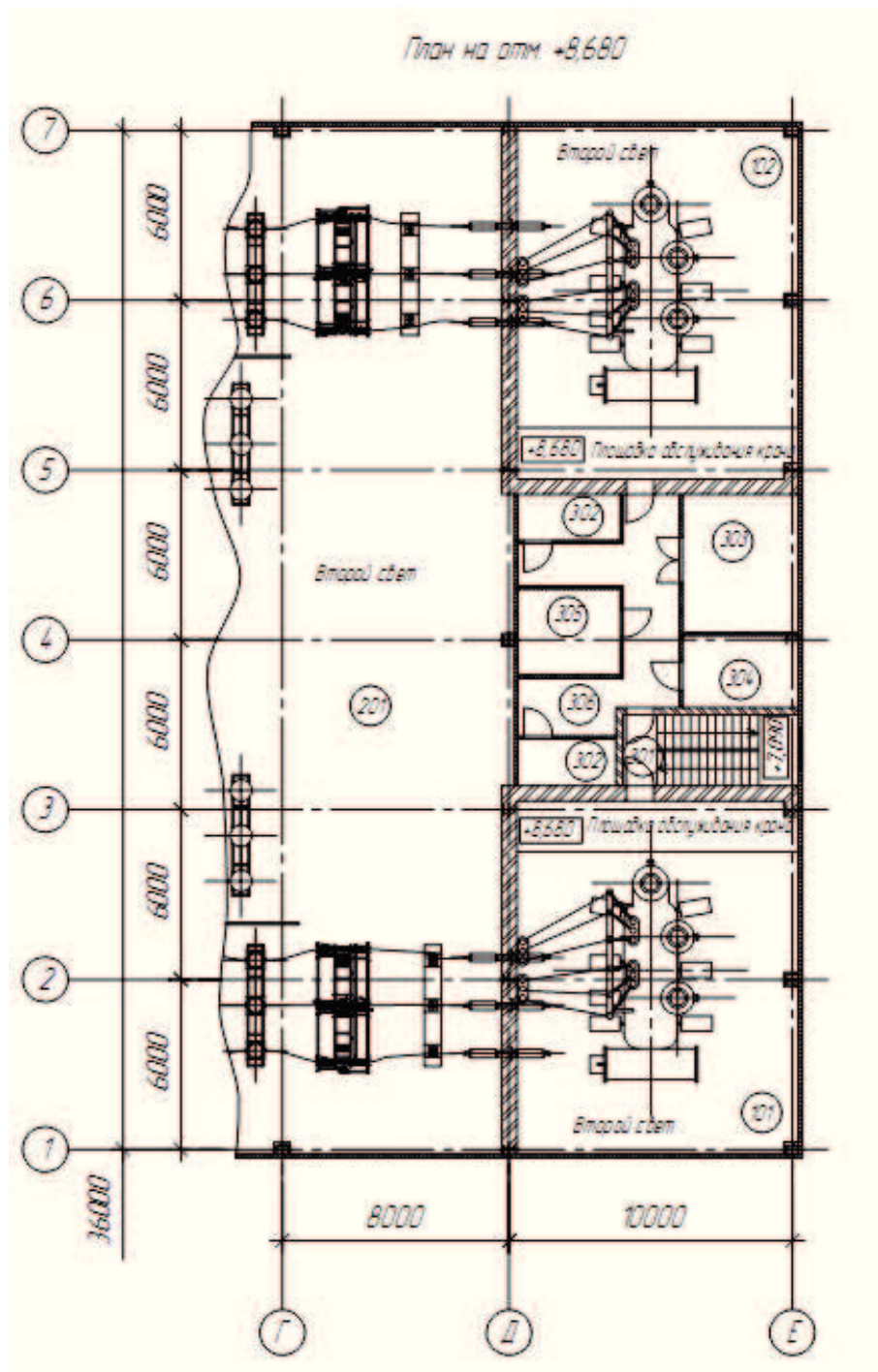


Рис 3.9 – Установка силовых трансформаторов в помещении ЗРУ

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист 29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

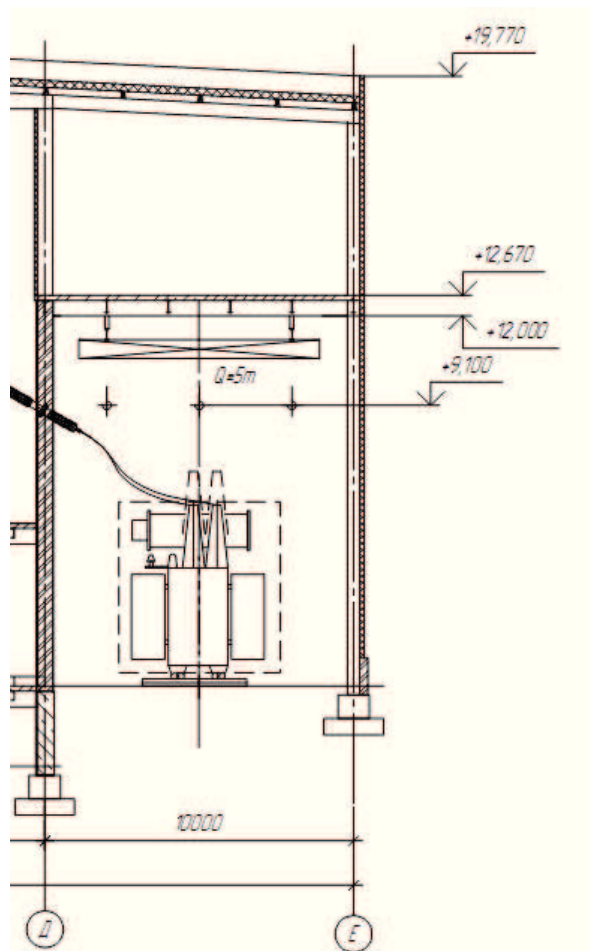


Рис 3.10 – Установка силовых трансформаторов в помещениях

По мере того как росло потребление электроэнергии на городских территориях, подстанции в большинстве своем стали сооружаться под землей, под деловыми зданиями, парками и местами общего пользования.

При размещении подстанций на городской территории самым важным фактором является безопасность и недопущения возгорания. Для подстанций, сооружаемых в районах с нехваткой свободного места, требуются компактные и экономичные решения. Трансформаторы с элегазовой изоляцией вместо маслянных представляют собой более оптимальное решение проблемы резкого роста потребности в электроэнергии в больших городах.

В таких трансформаторах в качестве изоляции и хладагента применяется элегаз, что делает ненужными противопожарное оборудование, маслосборники и сточные каналы. Их преимуществом является также отсутствие взрывоопасности, так как в случае внутренних неисправностей подъем давления в баке очень мал в сравнении с прочностными характеристиками бака, что гарантирует безопасность оборудования на подстанции. Поскольку не расширительный бак, ни устройства сброса давления не нужны становится возможным уменьшить высоту помещения трансформаторной подстанции. Применение трансформатора с элегазовой изоляцией совместно с элегазовой коммутационной аппаратурой обеспечивает очень

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

компактную планировку подстанции, когда оборудование устанавливается в одном и том же помещении: отсутствие противопожарной перегородки и деления по разным помещениям. На ПС 220/110/20 кВ Сколково в г. Москве были введены трансформаторы 220/20 кВ 63 МВА производства Toshiba с элегазовой изоляцией. Обмотки трансформатора, равно как и вводы выполнены в элегазовой изоляции элегазе, поэтому подключение осуществлялось непосредственно к КРУЭ [13].

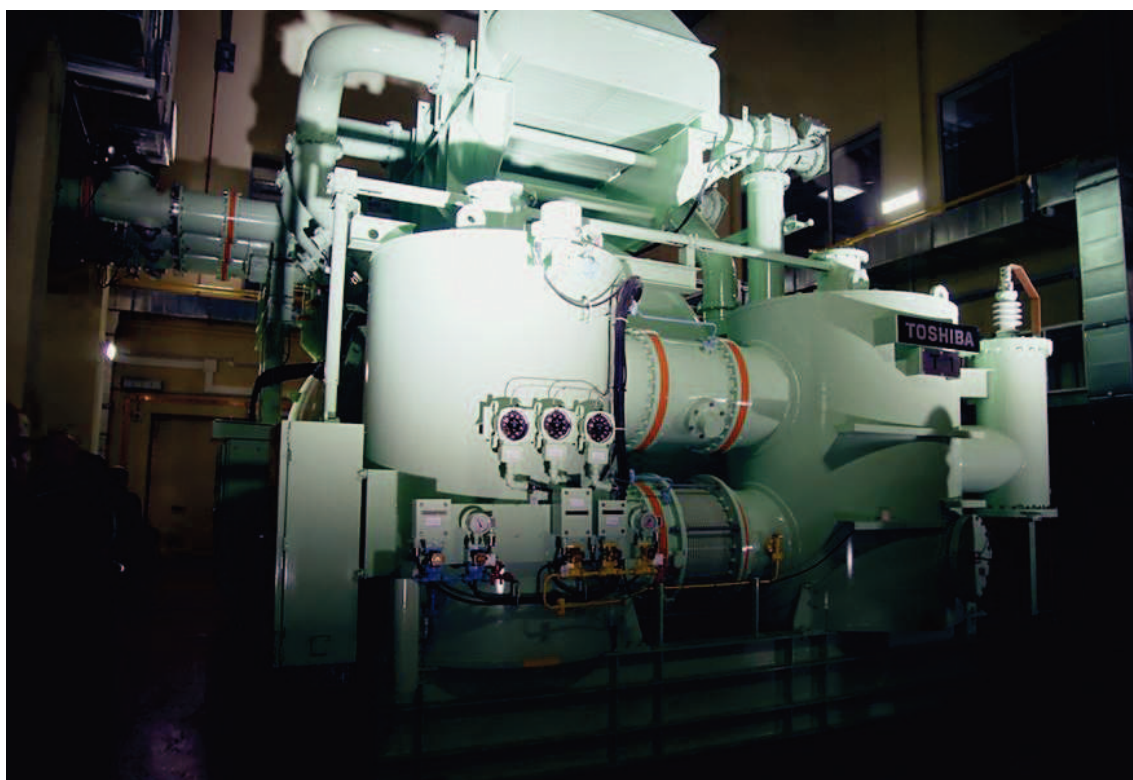


Рис 3.11 – Трансформаторы 220/20 кВ 63 МВА производства Toshiba с элегазовой изоляцией, установленные на ПС 220/20 кВ Сколково.

3.8 Закрытые трансформаторные подстанции 10 кВ

В густонаселенных районах современных городов трудно найти место даже для новых подстанций напряжением 10/0,4 кВ. Энергопотребление год от года возрастает, количество необходимой мощности увеличивается, и требуется пространство для установки стандартных КТП. Но пространство для строительства ограничено настолько, что их можно установить лишь рядом с жилыми домами или под землей.

Подземные трансформаторные подстанции как раз и решают эту проблему.

Такие подстанции, подземные и заглубленные, выпускаются в виде готовых бетонных модулей с уже установленным оборудованием, то есть являются полностью готовыми сетевыми сооружениями. Они разрабатываются специально для монтажа в условиях плотной застройки или строгих требований по архитектуре и ограничению высот электросетевых сооружений. Могут применяться и комбинированные решения, имеющие заглубленные, подземные и надземные блоки.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Для подстанций подземного типа необходимо прорабатывать решения относительно установки, стыковки, гидроизоляции блоков, решения по защите железобетона от агрессивного воздействия грунтов, по герметизации кабельных вводов, решения по межблочной и блочной герметизации, по аварийной откачке воды, решения по вентиляции и т. д. Устройство подземной подстанции является решением вопроса энергоснабжения, без изменения облика города.

Один из популярных поставщиков подземных подстанций — предприятие ВЕТОНБАУ [14]. Типовое решение UW – производится в стандартном модульном ряду при постоянной ширине 3.0 м, а длина изменяется от 2.4 м до 6.6 м с шагом 0.6 м. Стандартная монолитная бетонная конструкция монтируется в грунт на глубину 4 метра.

В качестве РУВН 6 (10–20) кВ в БКТП и БКРП подземной установки могут быть применены элегазовые моноблоки ABB, Schneider Electric, Siemens или ячейки КСО. Распределительные шкафы на стороне 0,4 кВ могут быть укомплектованы и изготовлены на любом коммутационном оборудовании, как отечественных производителей, так и ведущих мировых брендов

Конструкция применённой при реконструкции Кронштадтского Морского собора подземной трансформаторной подстанции уникальна, она сочетает в себе малые габариты, стойкость к агрессивным грунтам с тяжелой гидрологией и большую (2х2500 кВА) мощность, на сегодняшний день эта подстанция самая мощная подземная подстанция на 10 кВ в Европе. По требованию заказчика были применены современные распределительные устройства с возможностью дистанционного мониторинга, а так же сухие пожаробезопасные трансформаторы с литыми обмотками производства «BEZ-transformatory» (Словакия-Россия), с пониженными потерями, компактными габаритами и низким уровнем шума.



Рис 3.12 - Подземная трансформаторная подстанция

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

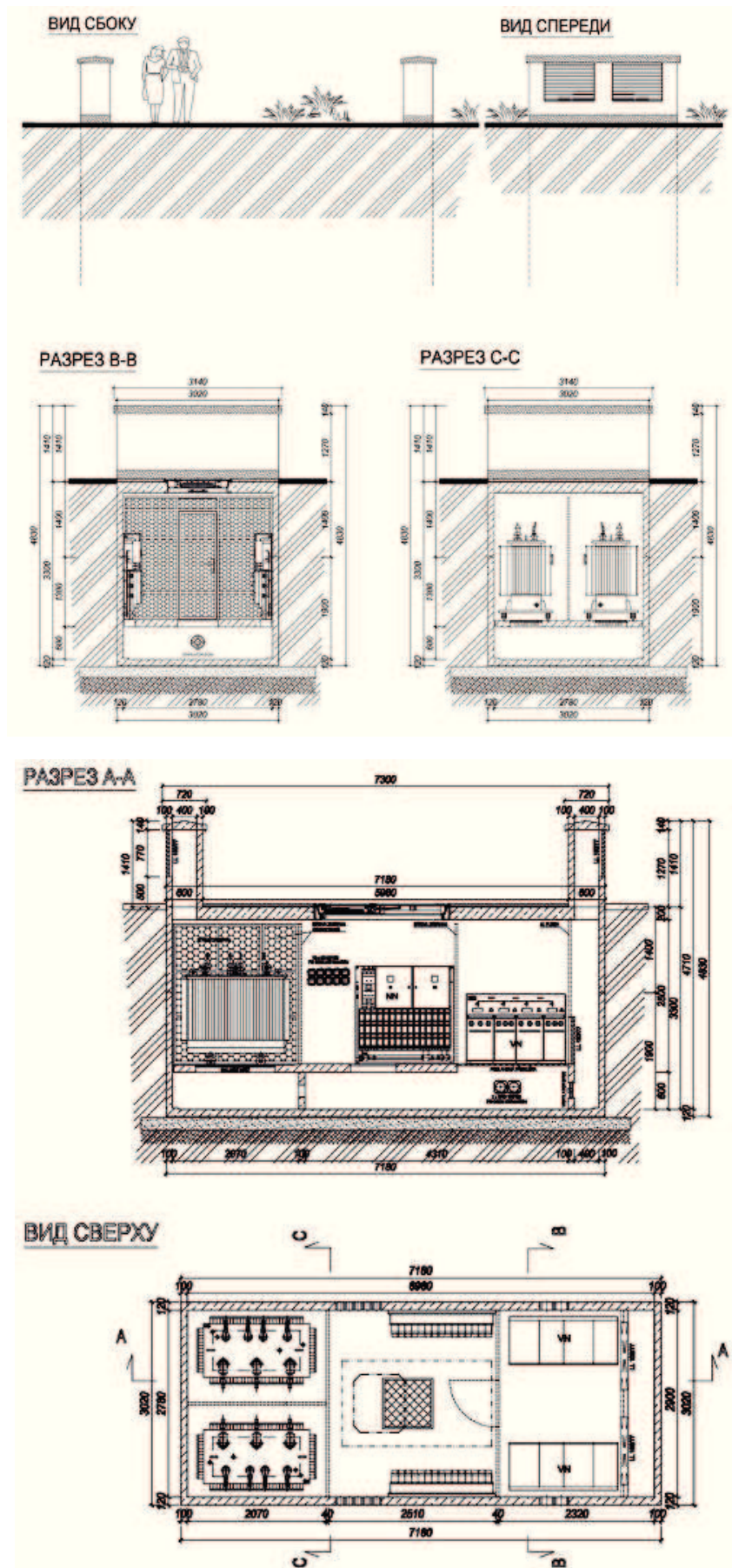


Рис 3.13 – Габариты подземной трансформации

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ

Лист

33

4 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

4.1 Основание для проектирования

В связи со строительством конгресс-холла в центральной части г. Челябинска в рамках проведения саммитов ШОС и БРИКС в 2020 году возникает необходимость строительства подстанции для снабжения электрической энергией данного объекта. На рисунке 1 показан план строящегося конгресс-холла в г. Челябинске.

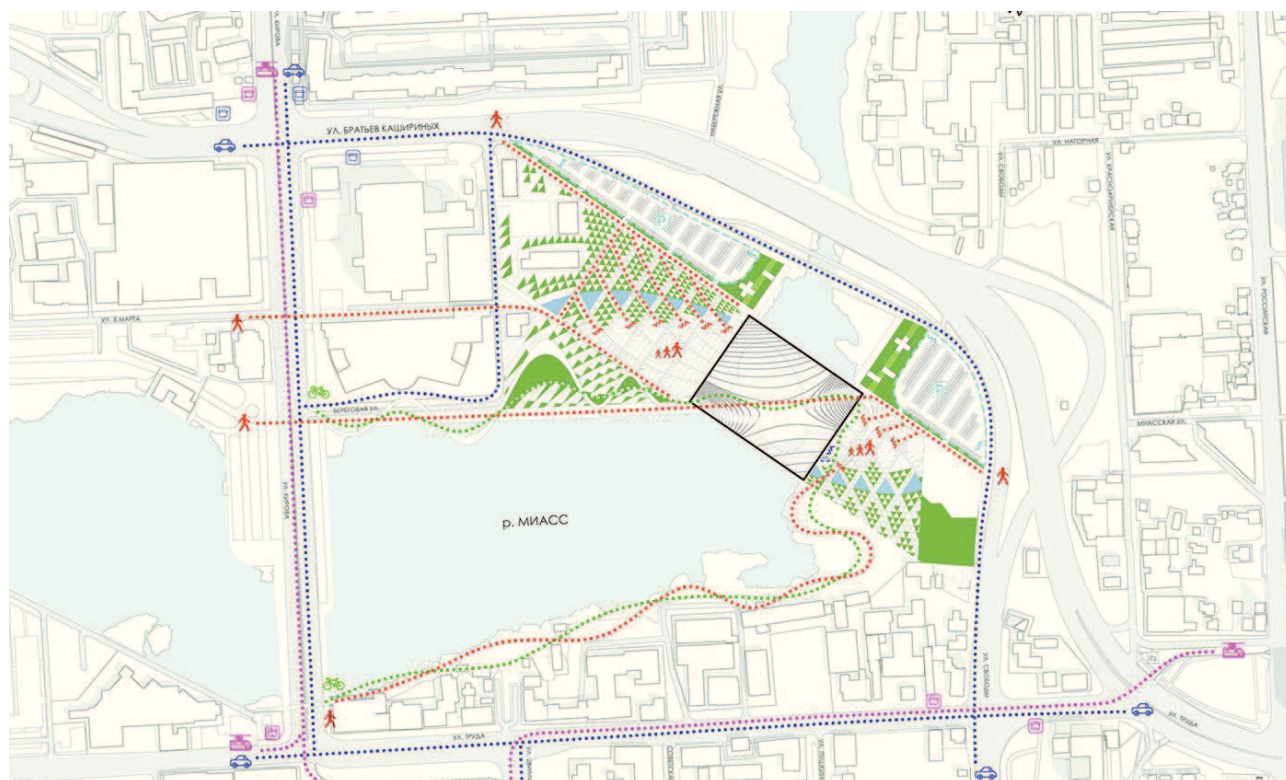


Рисунок 4.1 – План расположения конгресс-холла

Крайне ограниченная территория и стесненные условия для выбора трасс линий электропередачи и площадок для размещения понизительных подстанций, повышенные архитектурно-эстетические требования к сооружаемому элементу электрической сети г. Челябинска диктуют необходимость сооружения подстанции закрытого типа с применением упрощенных электрических схем.

Согласно рассмотренным ранее преимуществам подстанций с комплектным распределительным устройством с элегазовой изоляцией данный тип подстанций является наиболее предпочтительным в связи с наименьшей занимаемой площадью, наименьшим влиянием на внешний облик окружающей территории, соблюдению требованиям экологической безопасности и охраны окружающей среды, повышенной надежностью и снижением эксплуатационных затрат.

Для того чтобы выбрать расположение и схему внешнего электроснабжения подстанции необходимо рассмотреть карту-схема развития электрических сетей и схему размещения объектов электроэнергетики г. Челябинска [15].

Наиболее ближайшими к площадке конгресс-холла являются ПС 110/10/6 кВ Заречная, ПС 110/10/10 кВ Массивная, ПС 110/35/6 кВ Восточная.

ПС 110/10/10 кВ Массивная расположена на расстоянии 2,6 км западнее площадки конгресс холла, ПС 110/10/6 кВ Заречная расположена на расстоянии 2,2 км севернее площадки конгресс холла, ПС 110/35/6 кВ Восточная расположена на расстоянии 1,6 км юго-восточнее площадки конгресс холла.

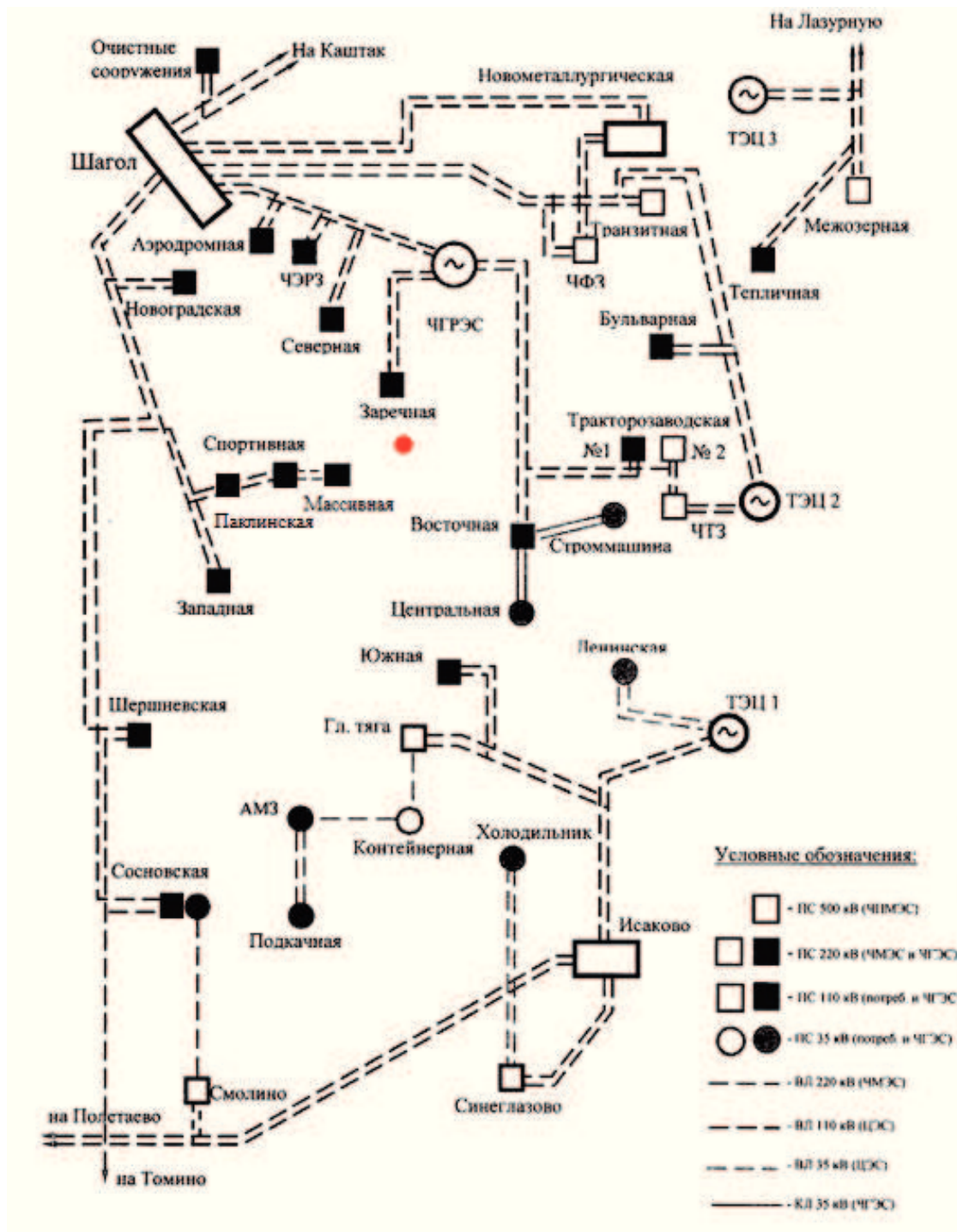


Рисунок 4.2 – План расположения на местности. Красным обозначено примерное расположение проектируемой подстанции

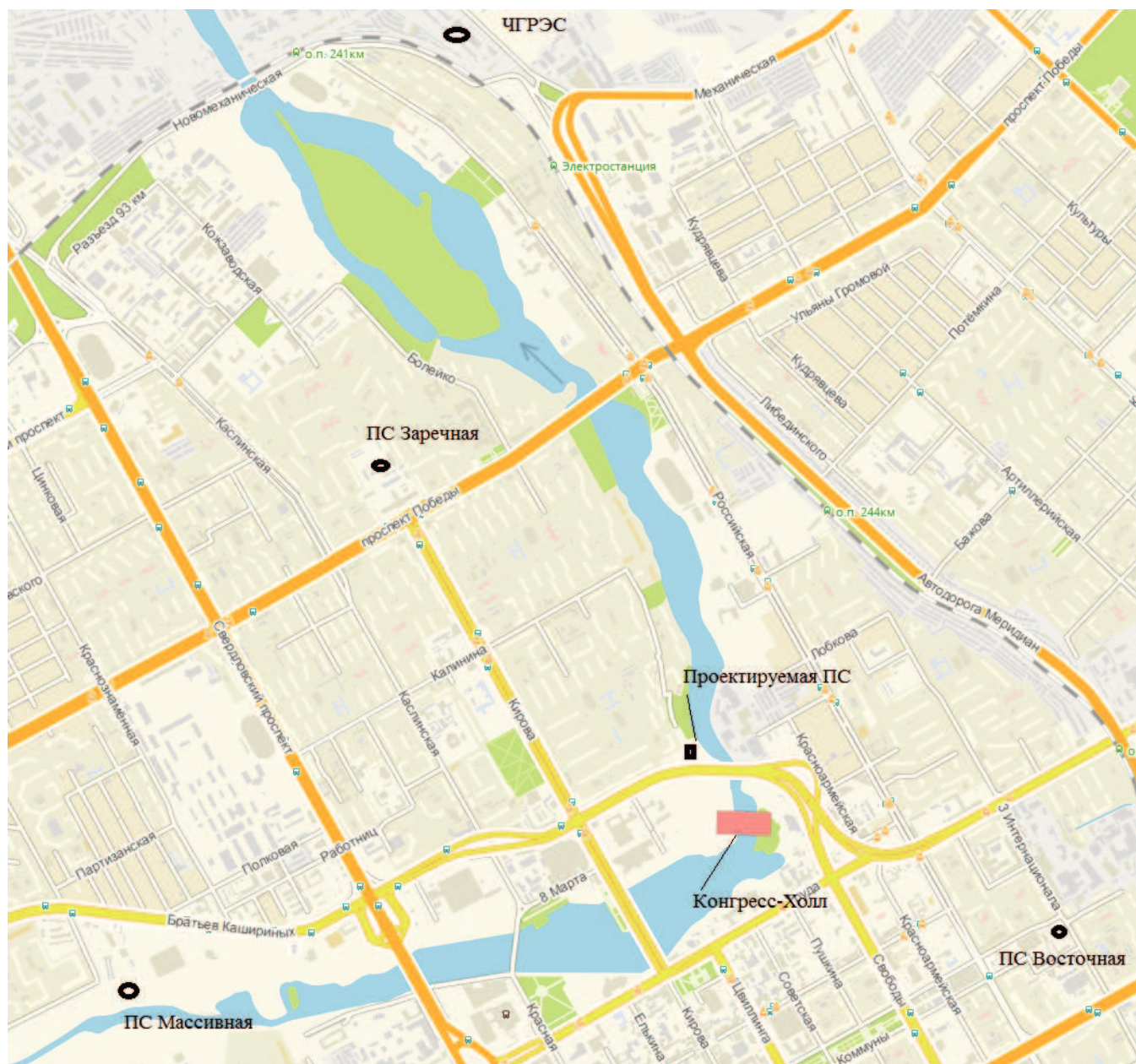


Рисунок 4.3 – Место проектируемой подстанции

Согласно данным, ПС 110/35/6 кВ Восточная: уровень загрузки Т-1, установленной мощностью 40 МВА составляет 57%, уровень загрузки Т-2, установленной мощностью 40 МВА составляет 60%. Питающие ПС 110 кВ ВЛ ЧГРЭС – Восточная выполнена проводом АС-185 длиной 5,9 км. ВЛ 110 кВ Гусеничная - ЧТЗ II цепь с отпайками проводом АС-185 и характеризуется частыми перегрузками по току.

Согласно данным ПС 110/10/6 кВ Заречная: уровень загрузки Т-1, установленной мощностью 16 МВА составляет 58%, уровень загрузки Т-2 установленной мощностью 15 МВА составляет 53% Т-3, уровень загрузки Т-3 установленной мощностью 25 МВА составляет 14%. ВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС - Заречная 1,2 цепь выполнена проводами АС-120.

Так как ЧГРЭС для ПС 110 кВ Заречная и ПС 110 кВ Восточная является общим источником питания, а ПС 110 кВ Восточная, в свою очередь находится

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

на большем расстоянии от ЧГРЭС и ее загрузка выше чем на ПС Заречная то принято решение исключить ПС Восточная из рассмотрения. Также прокладка питающих линий от ПС Восточная потребует больших затрат из за нахождения в сельтебной территории.

Согласно данным ПС 110/10/10 кВ Массивная: уровень загрузки Т-1, установленной мощностью 40 МВА составляет 34%, уровень загрузки Т-2, установленной мощностью 40 МВА составляет 35%. КВЛ 110 кВ Массивная – Спортивная выполнена проводом АПВПУ2Г (1х400-150- 64/100)х3.

Источниками питания сети 110 кВ являются: подстанции 500/220/110 кВ Шагол и Козырево, подстанции 220/110 кВ Исаково, Новометаллургическая, Конверторная, ЧФЗ, Хромовая, а также электростанции ЧГРЭС, ЧТЭЦ-1, ЧТЭЦ2, ЧТЭЦ-3.

Согласно схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2018-2022 годы №372Р , утвержденной губернатором Челябинской области [16] «Сосновский энергоузел (который питает ПС 110 кВ Массивная) Челябинской области характеризуется повышенным риском выхода параметров режима из области допустимых значений и отнесен к местам с повышенным риском выхода параметров режима из области допустимых значений энергосистемы . В летний период существует риск ввода графиков аварийного ограничения объемом до 10 МВт в ремонтных схемах при аварийных отключениях элементов сети. По выполненным расчетам при отключении цепи 110 кВ Шагол – Новоградская перегружается цепь сверх допустимой величины 110 кВ Шагол – Спортивная, являющаяся источником питания для ПС 110 кВ Массивная. Для ликвидации перегрузок рекомендуется ввод в работу КЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС - Массивная с отпайкой на ПС Заречная. Следует отметить, что ввод в работу КЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Массивная обеспечит дополнительный резерв мощности в Сосновском энергоузле в размере 80 МВт и снизит на нагрузку на существующие воздушные линии 110 кВ.»

Также согласно данному распоряжению [16] мощность электроустановок строящегося Конгресс-холла принята 8,1 МВт (Административно-деловой, культурно- зрелищный центр (4-50 этажей) с гостиницей и автопарковкой) и 1,3 МВт (Административно-деловой , культурно- зрелищный центр (2-25 этажей).

Согласно исходным данным принято решение рассмотреть строительство рядом с площадкой конгресс холла подстанции КРУЭ 110 кВ с шлейфовыми вводами кабельных линий 110 кВ. Данное решение позволяет обеспечить питание строящегося конгресс-холла, а также позволяет обеспечить связь Сосновского энергоузла г. Челябинска с генерирующими электроэнергию узлом – ЧГРЭС, тем самым обеспечив передачу дополнительной мощности. Диспетчерское наименование подстанции примем «Конгресс-Холл».

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2 Расчет трансформаторных подстанций питающих Конгресс-Холл

Выбор трансформаторных подстанций является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения.

Городские электрические сети предназначены для питания потребителей, расположенных на территории города, и представляют собой совокупность электрических сетей и трансформаторных подстанций. Питание электроприемников потребителей будет осуществляться от проектируемой подстанции «Конгресс-Холл» через трансформаторные подстанции 10/04 кВ. Из за условий стесненной городской застройки и минимизаций влияния проектируемых ТП на внешний вид площадки Конгресс-Хола выберем к установке подземные трансформаторные подстанции [14].

Нагрузка проектируемых микрорайонов состоит только из жилых и общественных зданий и сооружений и уличного освещения. Основную нагрузку, около составляют жилые здания и конгресс-холл. Согласно [17] коэффициент мощности $\text{tg}\phi$ для общественных зданий составляет 0,8.

Мощность трансформаторов 10/04 кВ зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. Для определения нагрузки трансформаторных подстанций закрепляем за подстанцией близлежащие здания.

Так как трансформаторные подстанции будут выполняться с помощью КТП, тогда согласно [18] примем для установки сухие трансформаторы типа ТСЗ. Допустимый коэффициент загрузки в нормальном режиме сухого трансформатора для двухтрансформаторной подстанции $K_3=0,5$, послеаварийный $K_{3,AB}=1$ [18].

Активная мощность P электроприемников первого здания составляет 8.1 МВт. Тогда реактивная мощность:

$$Q_{зд2} = P_{зд2} \cdot \text{tg}\phi = 8,1 \cdot 0,8 = 6,4 \text{ МВар}$$

Полная мощность первого здания составляет:

$$S_{зд1} = \sqrt{P_{зд1}^2 + Q_{зд1}^2} = 10,323 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Тогда количество двухтрансформаторных ТП составляет:

$$N = \frac{S_{зд1}}{K_3 \cdot 2 \cdot S_{Т.НОМ}} = \frac{10,323}{0,5 \cdot 2 \cdot 2,5} = 4,13$$

Принимаем $N = 5$

Активная мощность P электроприемников второго здания составляет 1.3 МВт. Тогда реактивная мощность:

$$Q_{зд2} = P_{зд2} \cdot \text{tg}\phi = 1,3 \cdot 0,8 = 1,04 \text{ МВар}$$

Полная мощность второго здания составляет:

$$S_{зд1} = \sqrt{P_{зд1}^2 + Q_{зд1}^2} = 1,664 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Тогда количество двухтрансформаторных ТП составляет:

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$N = \frac{S_{зд2}}{K_3 \cdot S_{Т.НОМ}} = \frac{1,664}{0,5 \cdot 2,5} = 0,65$$

Принимаем $N = 1$

Тогда минимальное количество отходящих линий 10 кВ от ПС 110 кВ «Конгресс-Холл» должно быть не менее 10 – по 2 кабельных линии на одну ТП.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

5 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

5.1 Расчет понижающих трансформаторов на ПС 110 кВ «Конгресс-Холл».

Расчетная активная мощность потребителей P_{Π} 10 кВ по формуле:

$$P_{\Pi} = P_{3Д1} + P_{3Д2}$$
$$P_{\Pi} = 8,1 + 1,3 = 9,4 \text{ МВт.}$$

Расчетная реактивная мощность потребителей Q_{Π} 10 кВ по формуле:

$$Q_{\Pi} = Q_{3Д1} + Q_{3Д2}$$
$$Q_{\Pi} = 6,4 + 1,04 = 7,44 \text{ МВар.}$$

Полная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{Т.НОМ} = \frac{S_{\Pi}}{N_{Т} \cdot K_{3,ДОП}} = \frac{\sqrt{(P_{\Pi})^2 + (Q_{\Pi})^2}}{N_{Т} \cdot K_{3,ДОП}}$$
$$S_{Т.НОМ} = \frac{\sqrt{9,4^2 + 7,44^2}}{2 \cdot 0,7} = 8,562 \text{ кВар.}$$

Принимаем решение об установке на подстанции двух силовых трансформаторов мощностью $S_{НТ} = 16000$ кВА напряжением 110 кВ.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_{ЗН} = \frac{\sqrt{(P_{\Pi})^2 + (Q_{\Pi})^2}}{N \cdot S_{НТ}}$$
$$K_{ЗН} = \frac{\sqrt{9,4^2 + 7,44^2}}{2 \cdot 16} = 0,374$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$K_{3,АВ} = \frac{\sqrt{(P_{\Pi})^2 + (Q_{\Pi})^2}}{S_{НТ}}$$
$$K_{3,АВ} = \frac{\sqrt{9,4^2 + (7,44)^2}}{16000} = 0,75$$

Сравнительно малый коэффициент загрузки трансформаторов принятый при проектировании позволяет в перспективе осуществить подключение новых потребителей или существующих зданий находящихся вблизи подстанции.

Стоит обратить внимание на то, что проведение работ реконструкции и технического перевооружению для установки в перспективе трансформатора большей мощности будет требовать больших финансовых затрат в связи с большим объемом работ для увеличения размеров ячейки в которой установлен трансформатор.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определим потери энергии в трансформаторах 16 МВА. Параметры трансформаторов ТДН-16000/110/10 взяты из [2] и приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Параметры трансформаторов ТДН–16000/110/10

ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	U_k , %
19	85	0,7	10,5

Потери активной и реактивной мощности:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (19 + 0,374^2 \cdot 85) = 24,2 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 16000}{100} \cdot (0,7 + 0,374^2 \cdot 10,5) = 1480 \text{ кВар}.$$

Нагрузку для текущих нужд ПС 110 кВ с учетом потерь в трансформаторах примем :

$$S_{P,T} = \sqrt{(P_{II})^2 + (\Delta P_T)^2 + (Q_{II})^2 + (\Delta Q_T)^2}$$

$$S_{P,T} = \sqrt{9,440^2 + (0,131)^2 + (7,440)^2 + (2,064)^2} = 12,112 \text{ МВт}.$$

5.2 Схема внешнего электроснабжения подстанции

Рассмотрим схему питания подстанции «Конгресс-Холл» от шин 110 кВ ПС Заречная и ПС 110 кВ Массивная.

Рассмотрим нагрузку на существующие ВЛ 110 кВ питающие проектируемую подстанцию.

Так как ПС 110 кВ Заречная является тупиковой ПС то допустимый ток ВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС - Заречная 1,2 цепь равен сумме нагрузок самой подстанции и вновь вводимой ПС.

Таблица 5.1 – Существующая загрузка ПС 110 кВ Заречная

№ трансформатора	K_3	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Мощность трансформатора в текущем режиме сети, МВА
Т-1	0,58	16	9,28
Т-2	0,53	15	7,95
Т-3	0,14	25	3,5
ИТОГО		50	20,73

Расчетный ток одной цепи воздушной линии 110 кВ находится по формуле :

$$I_{P,Л} = \frac{\sqrt{S_{ПС.з} + S_{II}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_H} \quad (5.1)$$

По формуле 5.1

$$I_{p,л} = \frac{20,73 + 12,11}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 85 \text{ А}.$$

Ток цепи цепи воздушной линии 110 кВ в послеаварийном режиме определяется:

$$I_{п} = 2 \cdot I_{p,л}, \quad (5.2)$$

По формуле 5.2

$$I_{p,л} = 85 \cdot 2 = 170 \text{ А}.$$

Параметры провода АС–120: длительно допустимый ток по ПУЭ [8, табл 1.3.29] $I_{д}=375 \text{ А}$;

Провод необходимо проверить по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{д} > I_{п}, \\ 375 \text{ А} > 175 \text{ А}.$$

Проверим также режим максимально тяжелый режим для сети: увеличения нагрузки до максимально возможной на ПС 110 кВ Заречная и проектируемой ПС и отключение одной из цепей ВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС - Заречная. Сведем в таблицы максимально возможные загрузки трансформаторов.

Таблица 5.2 – Максимально возможная нагрузка ПС 110 кВ Заречная

№ трансформатора	Кз	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Мощность трансформатора при максимально допустимой нагрузке, МВА
Т-1	0,7	16	11,2
Т-2	0,7	15	10,5
Т-3	0,7	25	17,5
ИТОГО			39,2

Таблица 5.3 – Максимально возможная нагрузка проектируемой подстанции.

№ трансформатора	Кз	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Мощность трансформатора при максимально допустимой нагрузке, МВА
Т-1	0,7	16	11,2
Т-2	0,7	16	11,2
ИТОГО			22,4

Послеаварийный ток:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{пс.з} + S_{п}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{39,22 + 22,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 316 \text{ А.}$$

$$375 \text{ А} > 316 \text{ А}$$

Провод удовлетворяет условию по нагреву в послеаварийном режиме.

Рассмотрим режим питания ПС 110 кВ Массивная через генерирующие мощности ЧГРЭС в наиболее сложном для сети режиме: увеличения нагрузки до максимально возможной на ПС 110 кВ Массивная ПС 110 кВ Заречная и проектируемой ПС 110 кВ «Конгресс-Холл» и отключение одной из цепей ВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС - Заречная.

Таблица 5.4 – Максимально возможная нагрузка ПС 110 кВ Массивная.

№ трансформатора	Кз	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Мощность трансформатора при максимально допустимой нагрузке, сети, МВА
Т-1	0,7	40	28
Т-2	0,7	40	28
ИТОГО			56

Послеаварийный ток:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\text{ПС.З}} + S_{\text{ПС.М}} + S_{\text{П}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{39,22 + 56 + 22,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 617 \text{ А.}$$

$$375 \text{ А} < 617 \text{ А.}$$

В данном режиме провод не проходит по нагреву в послеаварийном режиме. Данный режим требует в перспективе при увеличении нагрузки до максимальной допустимой на ПС 110 кВ Заречная, ПС 110 кВ Массивная и проектируемой ПС 110 кВ «Конгресс-Холл» потребует замены проводов на проводник с большим сечением либо перезавода проектируемой ПС на шины 110 кВ ЧГРЭС.

Тогда принимаем решение о подключении о запитке новой подстанции напрямую с шин 110 кВ ЧГРЭС через две КЛ 110 кВ длиной 4 км. Согласно проведенному ранее расчету ток в послеаварийном режиме равен 617 А, тогда ток в нормальном режиме равен 308,5 А.

Преимущество этого варианта также состоит в том, что есть возможность проложить питающие линии вдоль реки Миасс, что уменьшит количество и стоимость монтажных работ.

Согласно [ПУЭ, 1.3.25] сечение проводов КЛ находим по экономической плотности тока по формуле:

$$F_3 = \frac{I_{p.л.}}{j_3},$$

где j_3 – экономическая плотность тока, А/мм².

Согласно программе развития Челябинской области годовое число часов использования собственного максимума электрической нагрузки в зависимости от загрузки крупных предприятий и температурного фактора колеблется по годам в диапазоне 6550-6770.

По ПУЭ [8] экономическая плотность тока для кабелей с бумажной и проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами при $T_m = 6500$ ч равняется $j_3 = 1,2$ А/мм². Тогда по формуле 5.6:

$$F_3 = \frac{308,5}{1,2} = 257,09 \text{ А}$$

Согласно полученному экономическому сечению в качестве проводов кабельной линии 110 кВ примем провода АПвПу2 с сечением $F = 300$ мм².

Данные провода с алюминиевой жилой и изоляцией из сшитого полиэтилена предназначены для эксплуатации при прокладке в земле независимо от степени коррозионной активности грунтов (в траншеях или бетонных лотках), а также в воде.

Провод необходимо проверить по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_d > I_n,$$

$$617 \text{ А} > 560 \text{ А}.$$

Т.к. данное сечение не проходит по на нагреву возьмем кабель большим сечением $F = 500$ мм².

$$I_d > I_n,$$

$$675 \text{ А} > 617 \text{ А}.$$

Параметры провода АПвПу2 500 мм²: длительно допустимый ток по ПУЭ [8, табл 1.3.29] $I_d = 675$ А; удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0 = 0,06$ Ом/км; $x_0 = 0,193$ Ом/км [7].

Согласно проведенному раньше техническому анализу принято решение о присоединений к подстанции двухцепных кабельных линий от ЧГРЭС и ПС 110 кВ Массивная, установке на ПС 2 силовых трансформаторов. Принято решение для повышения надежности РУ, применить схему 9 - одна рабочая секционированная выключателем система шин с секционированием рабочей системы шин по числу трансформаторов и с подключением каждого трансформатора и ответственных линий в секционирующую цепочку из двух выключателей к разным секциям шин.

Всего в КРУЭ-110 кВ устанавливается 10 ячеек:

- 7 ячеек с выключателями;
- одна ячейка с ТН 110 кВ.
- 2 резервных ячейки 110 кВ.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

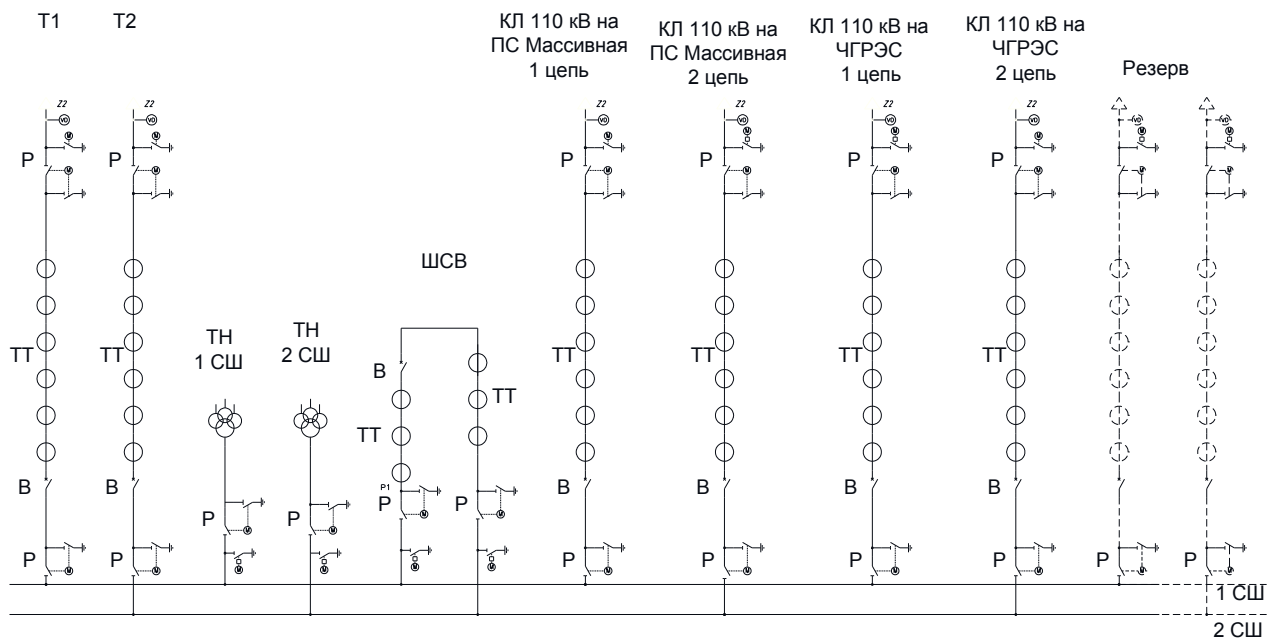


Рис 5.1 – Схема соединений 110 кВ проектируемой ПС 110 кВ «Конгресс-Холл»

5.4 Расчет режима электрической сети г. Челябинска.

Задача расчета режима заключается в определении параметров режима, к которым относятся:

- значения токов в элементах сети;
- значения напряжений в узлах сети;
- значения мощностей в начале и конце элемента сети;
- значения потерь мощности и электроэнергии.

Расчет этих величин необходим для выбора оборудования, обеспечения качества электроэнергии, оптимизации режимов работы сетей.

Исходными данными для расчета режима являются:

- схема электрических соединений и ее параметры – значения сопротивлений и проводимостей ее элементов;
- мощности нагрузок или их графики мощности;

В работе была рассчитана электрическая сеть 110 кВ г. Челябинска вблизи проектируемой подстанции в программе Networks. Расчет велся для режима наибольших нагрузок сети – зимнего максимума. В качестве балансирующего узла были взяты шины 110 кВ ПС 110 кВ Шагол.

Расчет режима показал, что напряжения подстанций находящихся вблизи ПС «Конгресс – Холл» находятся в пределах нормы – падение напряжения на шинах 110 кВ не превышают 5%.

Суммарные потери активной мощности составили 1,919 МВт, потери реактивной мощности 3,3214 МВар.

Результаты расчета представлены в таблице 5.5. Карта режима показана на рисунке 5.2 и на плакате в графической части

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ				

Таблица 5.2 Результаты расчеты электрической сети 110 кВ г. Челябинска

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Идоп, А	j, А/мм2
1	ОТП	ОТП	2хАС- 2х240/32	65,56	375,13	1220	0,782
2	ОТП	ЧГРЭС	2хАС-120/19	58,8	336,54	390	2,804
3	ОТП	ЧЭРЗ	2хАС-95/16	5	27,86	330	0,293
4	ОТП	Северная	2хАС-120/19	6,75	38,69	390	0,322
5	Шагол 110 кВ	Новградская	АС-2х240/32	64,64	363,74	1220	0,758
6	Спортивная	Массивная	2хАС-240/32	1,77	17,06	610	0,071
7	Массивная	Конгресс-Холл	2хАПвПу2- 500	4,76	32,8	675	-
8	ЧГРЭС	Восточная	2хАС-185/29	24,64	141,24	510	0,763
9	ЧГРЭС	Заречная	2хАС-185/29	11	62	510	0,335
10	ЧГРЭС	Конгресс-Холл	2хАПвПу2- 500	3,24	20,33	675	-
11	ЧГРЭС	Тракторозавод- ская	2хАС-185/29	21,45	123,87	510	0,67
12	Тракторозавод- ская	Восточная	2хАС-185/29	1,41	7,55	510	0,041
13	Шагол 110 кВ	ОТП	2хАС- 2х240/32	99,95	563,34	1220	1,174
14	ОТП	ОТП	2хАС- 2х240/32	70,63	402,79	1220	0,839
15	ОТП	Аэродромная	2хАС-300/39	29,01	161,18	690	0,537
16	Новградская	Шершневская	АС-2х240/32	7,16	66,69	1220	0,139
17	Шагол 110 кВ	ОТП	АС-2х240/32	92,54	530,18	1220	1,105
18	ОТП	Паклинская	АС-2х240/32	29,29	167,55	1220	0,349
19	ОТП	ОТП	АС-2х240/32	62,92	363,12	1220	0,756
20	ОТП	Западная	2хАС- 2х240/32	15,82	91,25	1220	0,19
21	ОТП	Массивная	АС-2х240/32	31,23	180,95	1220	0,377
22	ОТП	Спортивная	2хАС- 2х240/32	21,78	124,3	1220	0,259
23	Западная	ОТП	АС-2х240/32	1,63	9,48	1220	0,02
24	ОТП	ОТП	АС-2х240/32	41,96	238,76	1220	0,497
25	Паклинская	ОТП	АС-2х240/32	14,28	90,41	1220	0,188
26	Сосновская	Шершневская	АС-185/29	7,86	46,02	510	0,249
27	Сосновская	ОТП	АС-185/29	27,94	150,91	510	0,816

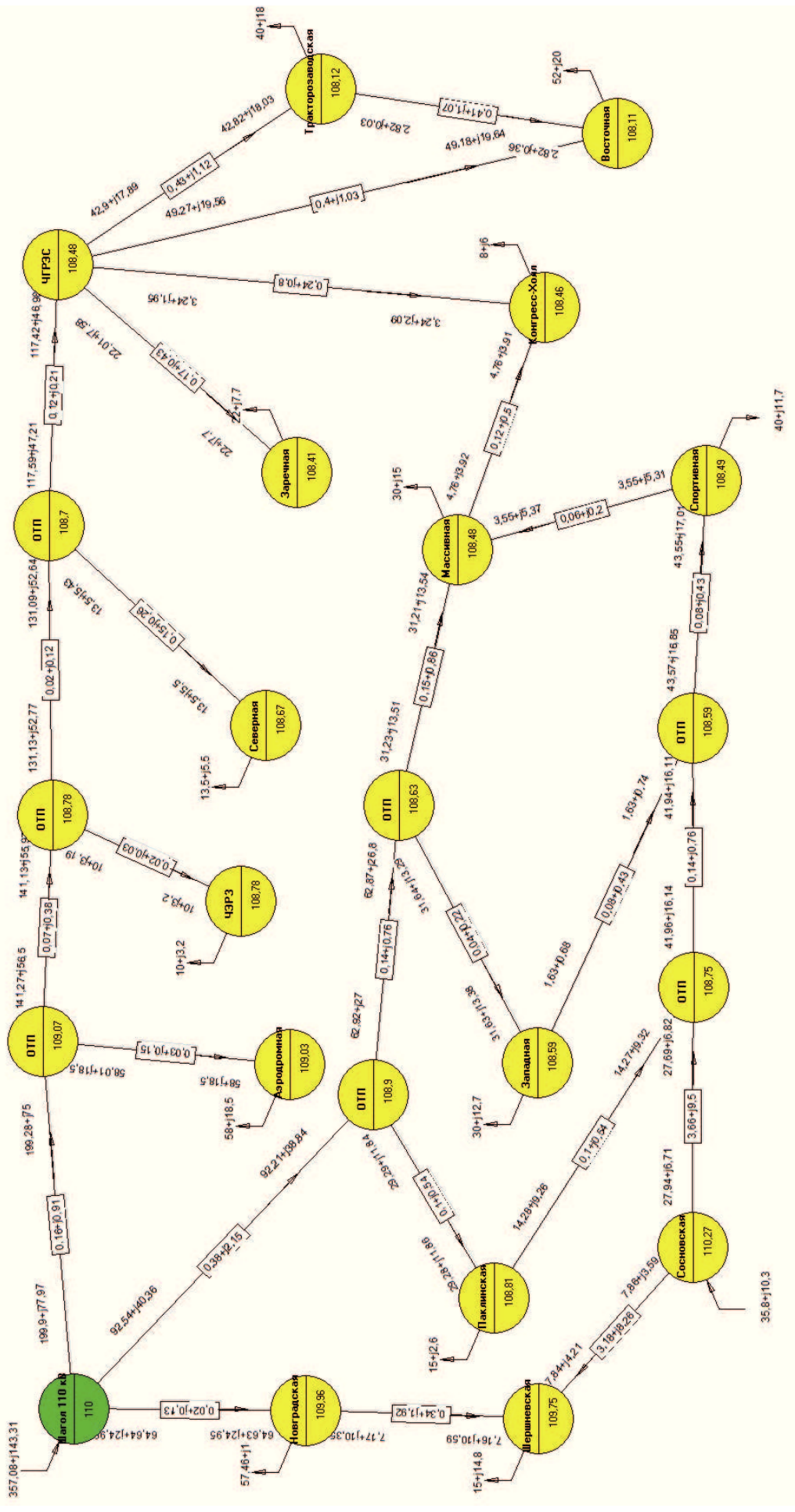


Рис 5.2 – Карта режима сети 110 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС

6.1 Расчет токов КЗ

Согласно исходным данным, ток короткого замыкания на шинах подстанции ЧГРЭС 33,3 кА.

Тогда мощность КЗ:

$$S_{\text{КЗ}} = I_{\text{КЗ}} \sqrt{3} U_{\text{н}}$$

$$33,3 \cdot 10^3 \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 = 6,3 \cdot 10^9$$

Расчет токов КЗ будет производиться в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных единиц $S_{\text{Б}}=2000$ МВА, $U_{\text{Б}}=115$ кВ.

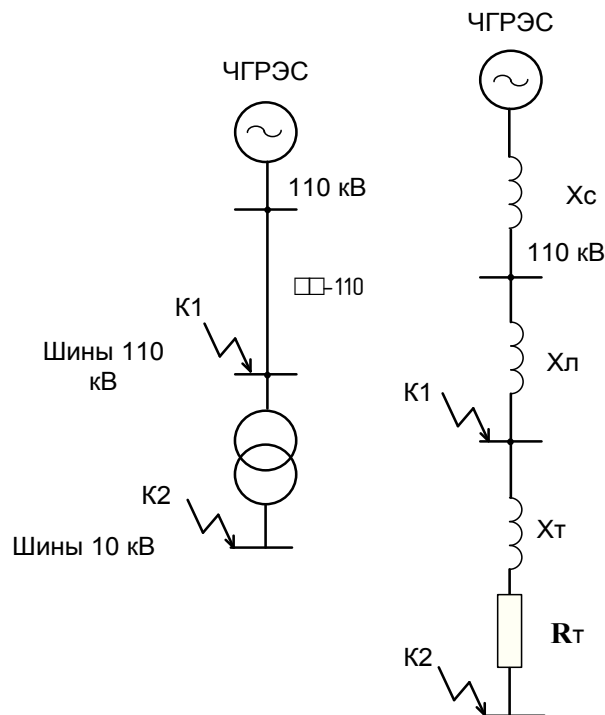


Рис. 6.1 – Схема замещения сети

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{\text{С}^*} = \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{С}}}, \quad (5.1)$$

$$X_{\text{С}^*} = \frac{2 \cdot 10^6}{6,3 \cdot 10^6} = 0,317$$

Сопротивление ВЛ находится по формуле:

$$X_{\text{Л}^*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\text{Б}}}{(U_{\text{Б}})^2}, \quad (5.2)$$

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$X_{Л*} = \frac{0,193 \cdot 4 \cdot 2000}{115^2} = 0,116 \text{ Ом.}$$

Ток короткого замыкания на шинах КРУЭ 110 кВ по формуле:

$$I_{К2} = I_{п0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (X_{C*} + X_{Л*})}, \quad (5.3)$$

По формуле 5.3:

$$I_{К2} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,158 + 0,058)} = 23,189 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К}, \quad (5.4)$$

где K_y – ударный коэффициент.

Согласно [2, табл 2.45] для точки КЗ– $K_{y2}=1,8$. По формуле 5.4:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 23,189 = 60 \text{ кА,}$$

Согласно [2, табл 2.45] для точки КЗ 2 $K_y=1,8$; $T_{a1} = 0,05$ с.

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{К} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, по [1, табл. 2.45] для точек КЗ: $T_{a1} = 0,05$ с.

Ток КЗ на шинах 10 кВ

$$I_{К.10кВ} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (X_{C*} + X_{Л*} + X_{Т110})}$$

$$I_{К.10кВ} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot (0,158 + 0,058 + 13,12)} = 8,246$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ, создаваемая i -й ветвью, которое находится по формуле:

$$i_{ati} = \sqrt{2} \cdot I_{п0i} \cdot e^{-\frac{t}{T_{ai}}},$$

где T_{ai} – постоянная времени затухания апериодической составляющей, $T_{ac} = 0,12$

Ударный ток короткого замыкания по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{КЗ}, \quad (5.5)$$

где $K_y=1,94$ согласно [1].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 23,189 = 22,63 \text{ кА,}$$

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ				

6.2 Выбор оборудования проектируемой ПС 110 кВ «Конгресс-Холл»

В качестве РУ 110 кВ выберем КРУЭ 145 SP-1 производства HYUNDAI, представленные в виде модулей с высокой степенью гибкости, которые спроектированы с тремя фазами в общем кожухе для снижения размеров ячейки и уменьшения гистерезисных потерь [19].

КРУЭ 110 кВ скомплектовано из ячеек с элегазовой изоляцией внутренней установки, с кабельными вводами и концевыми кабельными муфтами на всех присоединениях 110 кВ. Необходимо также заложить пространство для расширения КРУЭ 110 кВ в перспективе еще на две ячейки.

КРУЭ 110 кВ изготавливается в трехфазном исполнении, то есть все три фазы заключены в один общий элегазовый токопровод (металлический кожух).

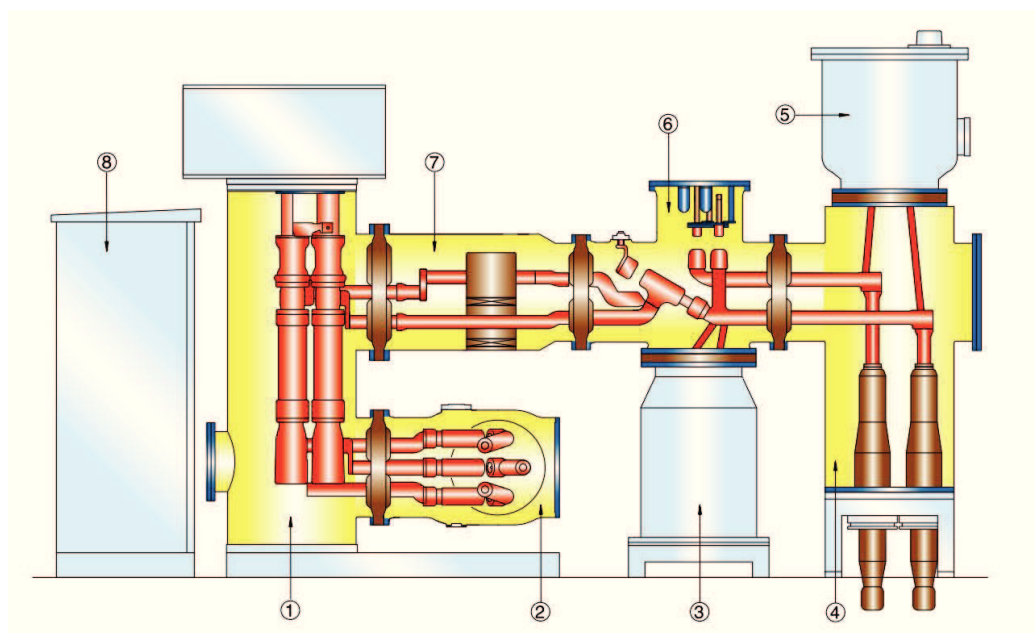


Рис 6.2 - Ячейка 145 SP-1 На рисунке обозначены: 1 – Выключатель, 2 - Главная шина, 3 – ОПН, 4 – Кабельная муфта, 5 – Трансформатор напряжения, 6 – Трёхпозиционный переключатель 7 – Трансформатор тока 8 – Шкаф управления

Выбор и проверка ячеек КРУЭ согласно [2, 2.35] производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_n .$$

По номинальному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_n$$

где: $I_{\text{раб.мах}}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме, рассчитанный ранее – 617 А.

По номинальному току электродинамической стойкости: симметричному:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$$

где: $I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ, для точек 1 и 2 соответственно, $I_{п0} = I_{К1} = 23,189$ кА;

$I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей тока электродинамической стойкости;

асимметричному:

$$I_{уд} \leq I_{дин.макс}.$$

По номинальному току отключения:

симметричному:

$$I_{пт} \leq I_{отк}.$$

где: $I_{пт}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ для времени t , т.к. т. КЗ связана с энергосистемой непосредственно, то примем $I_{пт} = I_{п0}$;

асимметричному:

$$\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} I_{отк} \left[1 + \frac{\beta_n}{100} \right].$$

где β_n – процентное содержание аperiodической составляющей в токе короткого замыкания, $\beta_n = f(\tau)$.

$$\tau = t_{з.мин} + t_c,$$

где $t_{з.мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

t_c – собственное время отключения выключателя, по каталогу $t_b = 0,035$ с.

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Примем, что $\beta_n = 35\%$, которое допустимо для данного выключателя (по каталогу номинальное относительное содержание аperiodической – не более 40%).

По номинальному импульсу квадратичного тока (термической стойкости):

$$W_k = (I_{п0})^2 (t_z + t_c + T_a) \leq I_{тер}^2 t_{тер} = W_{к.доп}$$

где: t_z – время действия защиты, равное ступени селективности (примем 1,5 согласно условиям селективности)

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$I_{тер}$ – номинальное значение тока термической стойкости для выбранного выключателя;

$t_{тер}$ – время термической стойкости. Согласно каталогу $t_{тер} = 3$ с.

Результаты сведены в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КРУЭ 145 SP-1
По номинальному напряжению $U_c \leq U_n$	$U_c = 110,00$ кВ	$U_n = 145$ кВ
По номинальному току $I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 617$	$I_n = 3150$ А
По номинальному току электродинамической стойкости:		
а) симметричному $I_{п0} \leq I_{дин}$	23,189 кА	40 кА
б) асимметричному $I_{уд} \leq I_{дин.макс}$	31 кА	104 кА
По номинальному току отключения:		

а) симметричному $I_{пт} \leq I_{отк}$	23,189 кА	40 кА
б) асимметричному $\sqrt{2} I_{пт} + i_{at} \leq \sqrt{2} I_{отк} \left[1 + \frac{\beta_H}{100} \right]$	$\sqrt{2} I_{пт1} + i_{at1} = \sqrt{2} I_{пт1} + \sqrt{2} I_{отк} e^{-\frac{t}{T_a}}$ $\sqrt{2} \cdot 23,819 + \sqrt{2} \cdot 23,819 e^{-\frac{-0,045}{0,05}} =$ $33,69 + 13,7 = 47,4$	$\sqrt{2} \cdot 40 \left[1 + \frac{35}{100} \right] = 76$ кА
По номинальному импульсу квадратичного тока $V_k = (I_{п0})^2 (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{тер}^2 t_{тер} = V_{к.доп}$	$(23,819)^2 (1,5 + 0,035 + 0,05) = 1069,5$ (кА) ² ·с	$(40)^2 \cdot 3 = 4800$ (кА) ² ·с

Выберем КЛ 110 кВ от шин 110 кВ КРУЭ до вводов ВН силового трансформатора.

Наибольший рабочий ток в утяжеленном режиме равен току вводной ячейки, в послеаварийном режиме, когда один из трансформаторов выведен из работы :

$$I_{утяж.гпп} = \frac{1,4 \cdot S_{Н.Т.}^{гпп}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I_{утяж.гпп} = \frac{1,4 \cdot 6000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,57 \text{ А.}$$

Согласно полученному значению наибольшего тока, связь предлагается выполнить одножильным кабелем с медными жилами и изоляцией из СПЭ марки ПВП с индексом «НГ-LS», сечением 185 мм². Длительно допустимый ток нагрузки одножильного кабеля 450 А.

$$117 \text{ А} > 450 \text{ А.}$$

Произведем выбор токопровода, соединяющего низкую сторону силовых трансформаторов с ячейками КРУ 10 кВ.

Выберем комплектный токопровод типа ТЗКР–10–1600–81: закрытый с общей для трех фаз металлической оболочкой напряжением 10 кВ, с распределительными перегородками. Токопровод 10 кВ выбирается по номинальному напряжению, току утяжеленного режима, а также электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. Параметры выбора выключателя сведены в таблицу 6.2

Наибольший рабочий ток в утяжеленном режиме равен току вводной ячейки, в послеаварийном режиме, когда один из трансформаторов выведен из работы :

$$I_{утяж.гпп} = \frac{1,4 \cdot S_{Н.Т.}^{гпп}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I_{утяж.гпп} = \frac{1,4 \cdot 6000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,4 \text{ А.}$$

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ				

Таблица 6.2 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	ТЗКР–10–1600–81
По номинальному напряжению $U_c \leq U_n$	$U_c = 10,0$ кВ	$U_n = 10,0$ кВ
По номинальному току $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.утяж}} = 1293,4$ А	$I_n = 1600,0$ А
По номинальному току электродинамической стойкости $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин.макс}}$	$i_{\text{уд.КЗ}} = 22,63$ кА	$i_{\text{дин.макс}} = 81$ кА
По номинальному импульсу квадратичного тока $V_k = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = V_{\text{к.доп}}$	$(8,246)^2 \cdot (1,5 + 0,03 + 0,12) = 104,831,5^2 \cdot 3 = 2977$ (кА) ²	(кА) ² ·с

Для установки в качестве РУ 10 кВ может быть использовано комплектное распределительное устройство серии СЭЩ–63 У1 [20]. Данные ячейки КРУ выбираются по номинальному напряжению, номинальному току и проверяются по току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. Выберем номинальный ток ячейки – 1600 А.

Параметры выбора выключателя сведены в таблицу 8.1

Таблица 6.3 – Выбор ячеек КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КРУ СЭЩ–63 У1
По номинальному напряжению $U_c \leq U_n$	$U_c = 10,0$ кВ	$U_n = 10,0$ кВ
По номинальному току $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.утяж}} = 1293,4$ А	$I_n = 1600,0$ А
По номинальному току электродинамической стойкости $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин.макс}}$	$i_{\text{уд.КЗ}} = 22,63$ кА	$i_{\text{дин.макс}} = 51$ кА
По номинальному импульсу квадратичного тока $V_k = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$(8,246)^2 \cdot (1,5 + 0,03 + 0,12) = 104,8$ (кА) ²	$20^2 \cdot 3 = 1200$ (кА) ² ·с

3) Согласно каталогу [20], примем к установке вакуумный выключатель ВВУ–СЭЩ–Э–10.

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам: по номинальному напряжению, току, току электродинамической стойкости, по номинальному току отключения: симметричному, асимметричному, номинальному импульсу квадратичного тока (термической стойкости). Параметры выбора выключателя сведены в таблицу 8.3.

Процентное содержание аperiodической составляющей в токе короткого замыкания $\beta_n = f(\tau)$, где :

$$\tau = t_{3,\text{мин}} + t_c,$$

По каталогу [20] $t_c = 0,04$ с., тогда:

$$\tau = 0,01 + 0,01 = 0,05 \text{ с.}$$

По [2, 2.37] определяем, что $\beta_n = 30 \%$.

Таблица 6.4 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1600
По напряжению $U_c \leq U_n$	$U_c = 10$ кВ	$U_n = 35$ кВ
По номинальному току $I_{\text{раб. утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб. утяж}} = 1293,4$ А	$I_n = 1600$ А
По номинальному току электродинамической стойкости:		
а) симметричному $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$	8,246 кА	51 кА
б) асимметричному $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин. макс}}$	22,63 кА	51 кА
По номинальному току отключения:		
а) симметричному $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк}}$	8,246 кА	31,5 кА
б) асимметричному $\sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} I_{\text{отк}} \left[1 + \frac{\beta_n}{100} \right]$	$\sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} I_{\text{пт}} + \sqrt{2} I_{\text{к}} e^{-\frac{t}{T_a}}$ $\sqrt{2} [8,246 + \sqrt{2} [8,246 e^{-\frac{-0,05}{0,12}}] =$ $= 11,653 + 7,687 = 19,52 \text{ кА}$	$\sqrt{2} [31,5] \left[1 + \frac{30}{100} \right] = 57,9$ $(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$
По номинальному импульсу квадратичного тока $B_k = (I_{\text{п0}})^2 [t_z + t_c + T_a] \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = B_{\text{к. доп}}$	$(8,246)^2 [1,5 + 0,04 + 0,12] = 112,87$ $(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	$(31,5)^2 [3] = 2976$ $(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$

4) Согласно [2] трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к действию тока КЗ, а также проверяются по работе в заданном классе точности (по допустимой вторичной нагрузке). В качестве трансформатора тока принимается к установке ТОЛ-СЭЩ-10. Выбор трансформатора тока, установленного в ячейке вводного выключателя РУ НН, произведен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Выбор и проверка трансформатора тока

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТОЛ-СЭЩ-10
По номинальному напряжению $U_c \leq U_n$	$U_c = 10,0$ кВ	$U_n = 10$ кВ
По номинальному току $I_{\text{раб. утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб. утяж}} = 1293,4$ А	$I_n = 1500$ А
По номинальному току электродинамической стойкости $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин. макс}}$	22,632 кА	100 кА
По номинальному импульсу квадратичного тока	$(8,246)^2 [1,5 + 0,04 + 0,12] = 112,87$ $(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	$(100)^2 [3] = 30000$ $(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$

Потребителями собственных нужд являются:

- наружное и охранное электрическое освещение площадки подстанции;
- цепи обогрева, освещения шкафов управления КРУЭ 110 кВ;
- цепи питания кранов в КРУЭ;

- собственные нужды здания подстанции, и (отопление, освещение, вентиляция, питание охранно-пожарной сигнализации);
- выпрямительные устройства;
- цепи питания релейной защиты;
- цепи питания АИИС КУЭ, устройств управления и автоматизации и телемеханики;

Мощность трансформатора ТСН ориентировочно принимается равной 10 % номинальной мощности силового трансформатора подстанции

$$S_{\text{Т.СН.НОМ}} = 0.01 \cdot S_{\text{Т.110}},$$

$$S_{\text{Т.СН.НОМ}} = 0.01 \cdot 16000 = 160 \text{ кВар.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем трансформатор типа ТС-160/10.

$$I_{\text{Т.СН.НОМ}} = \frac{S_{\text{Т.СН.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U},$$

$$I_{\text{Т.СН.НОМ}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,2 \text{ А.}$$

Количество отходящих линий 10 кВ от ПС 110 кВ «Конгресс-Холл» согласно проведенным расчетам равно 10. 2 ячейки необходимо для питания трансформатора собственных нужд (ТСН) и 2 ячейки необходимо для ТН 10 кВ, одна ячейка для секционного выключателя (ШСВ 10 кВ).

Также на последующем этапе проектирования необходимо рассмотреть устройства компенсации реактивной мощности т.к. коэффициент реактивной мощности энергосистемы $tg\phi_3 = 0,5$, меньше чем требуемый коэффициент реактивной мощности потребителя $tg\phi_{II} = 0,8$. Так как неизвестен состав электроустройств потребителей то нет возможности принять решение об установке компенсирующих устройств, но необходимо заложить резервные места по данное оборудование в помещении КРУ-10 кВ.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

Согласно «Нормам технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» [5] для защиты силовых трансформаторов 110 кВ предусматриваются установка комплекта основных защит, комплекта резервных защит ВН, комплекта автоматики регулирования коэффициента трансформации.

Комплект основных защит реализует функции:

- дифференциальную токовую защиту от всех видов КЗ внутри бака;
- прием сигналов от газовой защиты трансформатора и РПН с контролем изоляции этих цепей;
- МТЗ стороны ВН;
- защиту от перегрузки;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- УРОВ ВН.

Комплект резервных защит ВН реализует функции:

- МТЗ стороны НН;
- токовую направленную защиту нулевой последовательности;
- прием сигналов от газовых защит трансформатора и РПН с контролем изоляции этих цепей;
- УРОВ.

Согласно «НТП ПС [5] для осуществления надежной защиты шин и КРУЭ-110 кВ предусматривается установка двух независимых комплектов релейной защиты шин, дублирующих действия друг друга, для РУ каждого класса напряжения. Каждый комплект защит будет выполнен на основе микропроцессорных терминалов установленных в ОПУ.

Предусматривается установка комплекта релейной защиты для шиносоединительного выключателя 110 кВ, который включает в себя:

- двухступенчатую максимальную токовую защиту (МТЗ) от многофазных КЗ;
- АУВ, Техфазное АПВ, УРОВ.

Согласно НТП ПС [5] на ответственных ВЛ 110-220 кВ с двухсторонним питанием требуется установка основной быстродействующей защиты с абсолютной селективностью и комплекта резервных ступенчатых защит, так как на всех линиях ПС возможно двустороннее питание. В качестве основной защиты линий предусмотрена продольная дифференциальная защита с функциями ступенчатых защит (ДЗЛ). В качестве резервной защиты от всех видов КЗ предусматривается установка комплекта ступенчатых защит (КСЗ).

В качестве каналов связи между полукомплектами ДЗЛ и для передачи команд отключения на других ПС используется ВОЛС.

Предусматриваются следующие способы управления выключателями и разъединителями 110 кВ с электродвигательными приводами на ПС «Конгресс-Холл»:

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

- основной: управление с АРМ оперативного персонала на ПС, АРМ оперативно-диспетчерского персонала через АСУ ТП;

- резервный: с мнемонической схемы на панели контроллера присоединения;

- аварийный: кнопками и ключами расположенного на шкафу управления ячейкой присоединения, расположенных в КРУЭ и находящихся в зоне безопасного обслуживания.

Защиты должны действовать на отключение выключателей помимо микропроцессорных терминалов управления непосредственно на оба электромагнита отключения.

В качестве устройств релейной защиты 110 кВ выберем микропроцессорные терминалы ЭКРА БЭ 2607 [21] реализующие все перечисленные защиты. Каждый комплект защит будет выполнен на основе одного микропроцессорного терминала установленного в шкафу в помещении ОПУ

В качестве устройств РЗА 10 кВ примем для установки микропроцессорные устройства РЗА производства ЭКРА БЭ 2502 [21], которые будут располагаться в ячейках КРУ 10 кВ. Релейная защита и автоматика оборудования для распределительных сетей номинальным напряжением реализована на базе терминалов серии БЭ2502 и обеспечивает:

- защиту кабельных и воздушных линий, в том числе и линий к ТСН;
- защиту секционного выключателя;
- защиту рабочих и резервных вводов;
- контроль трансформатора напряжения секции;

Согласно НТП ПС регистрация аварийных событий должна производиться не только внутренними средствами МП УРЗА, но и автономным регистратором.

Установленный регистратор, предназначен для сбора, первичной обработки и архивирования эксплуатационно-технологических параметров как аварийных процессов, так и штатных процессов в основном оборудовании энергетических объектах электроснабжающих предприятий.

Регистратор выполняет следующие основные функции:

- регистрация измерительной информации о значениях фазных токов и фазных напряжений, в том числе в предаварийном и аварийном режимах с отметкой времени события;

- регистрация дискретных сигналов релейной защиты и автоматики;
- регистрация сигналов «неисправность» и «авария» на подстанции;
- регистрация положения выключателей;
- контроль напряжения и тока аккумуляторных батарей.

Также в ОПУ устанавливаются 3 шкафа со счетчиками и устройствами учета электрической энергии, а также шкаф УСПД для сбора и передачи данных измерений и учет электроэнергии.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8 ЦИФРОВАЯ СЕТЬ ПОДСТАНЦИИИ.

ПС 110 кВ «Конгресс-Холл» проектируется в соответствии с требованиями стандарта ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 и концепцией «цифровая подстанция» ПАО Россети. [9]

8.1 Общие решения

Условно в составе АСУТП ПС 110 кВ предусматривается выделить следующие уровни:

1) полевой уровень, который включает в себя датчики (первичные преобразователи), не входящие в комплект основного оборудования и преобразователи аналоговых сигналов (ПАС) и преобразователи дискретных сигналов (ПДС), устанавливаемые в непосредственной близости от первичного оборудования;

2) уровень присоединения, который включает в себя:

- контроллеры присоединения;
- МП терминалы РЗА;
- измерительные преобразователи;

3) подстанционный уровень, к которому относятся средства сбора, централизованного хранения и представления информации, сетевое оборудование (шина подстанции), устройства подстанционного уровня, а также оборудование, обеспечивающее передачу информации в диспетчерские центры.

В качестве подстанционного уровня ПТК используются устройства:

- серверы АСУТП;
- станционные контроллеры связи и управления (СКСУ);
- АРМ;
- оборудование системы единого времени.

Структурные уровни объединяются посредством сегментов локальной вычислительной сети Ethernet. Сегменты локальной вычислительной сети образуют шину процесса, объединяющую уровень процесса и уровень присоединения, и шину подстанции, объединяющую уровень присоединения и уровень подстанции.

Шина процесса представляет собой цифровой канал связи, обеспечивающий передачу выборок мгновенных значений токов и напряжений терминалам релейной защиты, по протоколу Sampled Values (далее SV) МЭК 61850-9-2 по выделенной шине процесса.

8.2 Полевой уровень

Для сбора аналоговой информации с присоединений 110 кВ, вводных ячеек 10 кВ – предусматривается установка преобразователей аналоговых сигналов (ПАС) на каждое присоединение. ПАС предусматривается подключать к традиционным измерительным трансформаторам тока и напряжения .

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для возможности снижения использования медных контрольных кабелей между терминалами релейной защиты и коммутационными аппаратами, предусматривается применение преобразователей дискретных сигналов (ПДС), с установкой в непосредственной близости к коммутационным аппаратам присоединений 110, 35 кВ.

ПДС – устройства подсистемы дискретного ввод-вывода. Устройства обеспечивают поддержку протокола МЭК 61850-8-1, для сбора дискретной информации (положение коммутационных аппаратов, положение ключей режима управления) с последующей передачей информации контроллерам АСУТП и устройствам РЗА, и для управления коммутационными аппаратами.

Передача данных между ПДС и терминалами РЗА, контроллерами АСУТП предусматривается осуществлять по станционной шине, уровня присоединений.

8.3 Уровень присоединения

Для возможности реализации алгоритмов деблокирования разъединителей и возможности резервного места управления коммутационными аппаратами 110 и 10 кВ, предусматривается применение контроллеров присоединения, на каждое присоединение.

Сбор информации о текущих состояниях коммутационных аппаратов для контроллеров присоединений предусматривается осуществлять через ПДС. Передачу данных между устройствами предусматривается осуществлять через ЛВС АСУТП, шину подстанции, уровня присоединений, посредством протокола МЭК 61850-8-1 (GOOSE, MMS).

Контроллер присоединения реализует логические алгоритмы блокировки посредством обработки сигналов положений коммутационных аппаратов и осуществляет выдачу сигналов деблокировки коммутационных аппаратов ПДС, для возможности управления разъединителями и заземляющими ножами.

Передача команд управления коммутационных аппаратов с контроллеров присоединения на устройства ПДС осуществляется с помощью протокола МЭК 61850-8-1 (GOOSE). Передача команд управления выключателем от контроллера присоединения выполняется на терминалы с помощью протокола МЭК 61850-8-1 (GOOSE).

Предусматривается применение контроллеров присоединения, промышленного исполнения, оснащенных графической панелью управления, обеспечивающей локальную визуализацию состояния работы оборудования присоединения, управление коммутационными аппаратами, ввод/вывод из работы оперативной блокировки, отображение дискретных данных.

Помимо ПАС на присоединениях 110, 10 кВ предусмотрены измерительные преобразователи. Измерительные преобразователи предусматриваются для возможности измерения токов и напряжения на присоединениях 110, 10 кВ.

Измерительные преобразователи предусматривается подключать к вторичным обмоткам ТТ и ТН класса. Подключение вторичных цепей от ТТ (токи вторичной обмотки 5А) и ТН (напряжение вторичной обмотки ~ 100/57,7 В) на

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

аналоговые входы измерительных преобразователей осуществляется напрямую, без использования промежуточных преобразователей уровней сигналов и промежуточных трансформатов.

Передача аналоговых значений от измерительных преобразователей на подстанционный уровень осуществляется с помощью протокола МЭК 61850-8-1 MMS.

Установка измерительных преобразователей для присоединений 110 предусматривается ОПУ-1, в помещении релейных панелей. Установка измерительных преобразователей для присоединений 10 кВ предусматривается в релейных отсеках ячеек КРУН-10 кВ.

8.4 Подстанционный уровень

В качестве протокола для передачи данных от терминалов релейной на подстанционный уровень используется протокол MMS в соответствии со стандартом МЭК 61850-8-1. Для обмена информацией между терминалами релейной защиты и контроллерами присоединений предусматривается использовать протокол GOOSE в соответствии со стандартом МЭК 61850-8-1.

Цифровая подстанция 110 кВ построена по принципу формирования шин данных.

Для обеспечения надежности применяется технология резервирования PRP (параллельное резервирование). Образуются полностью идентичные сети А и В. При отказе любого сегмента сети работа шины процесса продолжается на рабочей сети без изменения значений первичных сигналов. При построении ЛВС используются коммутаторы.

Кроме того, коммутаторы ЛВС обеспечивают информационный обмен элементов уровня присоединения) между собой и с элементами уровня подстанции – СКСУ.

Проектом предусматривается применение двух резервируемых серверов АСУТП. Серверы АСУТП предусматриваются для хранения архивов данных АСУТП. Основной и резервный комплекты серверного оборудования размещаются в одном шкафу серверов АСУТП. Серверы АСУТП предусматриваются с двумя независимыми взаиморезервирующими блоками питания с поддержкой горячей замены.

Также предусмотрено применение двух резервируемых станционных контроллеров связи и управления промышленного исполнения, имеющих дублированные модули цифрового обмена Ethernet и набор интерфейсов для подключения устройств, не поддерживающих передачу по сети Ethernet.

Станционный контроллер выполняет функции:

- опроса контроллеров присоединений, терминалов релейной защиты по протоколу МЭК 61850-8-1 MMS;
- передачи данных в сервер АСУТП, на АРМ диспетчеру по протоколу МЭК 61850-8-1 MMS;

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

– передачи данных в до диспетчерского пункта по протоколу МЭК 60870-5-104.

Протокол передачи данных MMS (Manufacturing Message Specification) как правило используется для обмена информацией между ИЭУ и системами верхнего уровня, а также между ИЭУ по локальной вычислительной сети.

Протокол GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event) используется для быстрой передачи данных о событиях между информационно-измерительными устройствами по локальной вычислительной сети.

Протокол SV (Sampled Values) используется для передачи мгновенных выборок аналоговых значений тока и напряжения. Для цифрового обмена используется шина процесса.

8.5 Технологические функции

На ПС 110 кВ «Конгресс-Холл» предусматриваются следующие технологические функции выполняемые цифровой сетью подстанции:

– измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;

– представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС (визуализация и контроль состояния оборудования ПС);

– автоматизированное управление оборудованием подстанции (в том числе дистанционное): управление коммутационными аппаратами (выключатели, разъединители, заземляющие ножи), управление приводами РПН, автоматизированное формирование бланков переключений;

– технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, контроль отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы, вывод аварийных и предупредительных сигналов на АРМ, фильтрация, обработка;

– отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений технологических параметров и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы;

– обмен оперативной информацией с диспетчерским пунктом

– мониторинг работы первичного оборудования;

– программные блокировки управления коммутационными аппаратами (оперативная логическая блокировка КА);

– контроль состояния и дистанционное управление локальными системами автоматического управления;

– учет ресурса коммутационного оборудования;

– расчет баланса мощности на шинах ПС;

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В списках ниже перечисляются технологии, применяющиеся в различных системах подстанции.

1) КРУЭ 110 кВ:

- контроль состояния преобразователей АМУ и DMU;
- чтение внутренних регистраторов АМУ и DMU;
- online-мониторинг частичных разрядов;
- дистанционная настройка (конфигурирование) преобразователей АМУ и DMU;

- прием сигналов телеизмерений (ТИ);
- контроль утечки SF₆;
- мониторинг работы первичного оборудования;
- учет ресурса коммутационного оборудования;

2) Силовые трансформаторы:

- непрерывный контроль высоковольтных вводов;
- контроль токов обмоток трансформатора и положения РПН;
- хроматографический online-мониторинг трансформаторного масла.
- online-мониторинг критических утечек трансформаторного масла;

3) РЗА 110/10 кВ:

- контроль состояния устройств РЗА;
- дистанционная настройка (конфигурирование) устройств РЗА:

переключение групп уставок и оперативный ввод-вывод из работы устройств, отключение-включение отдельных функций в устройствах и др;

– дистанционное управление первичным оборудованием (через устройства РЗА и контроллеры присоединения);

- анализ работы сетевого оборудования;
- чтение внутренних регистраторов событий устройств РЗА;
- чтение осциллограмм;

5) НКУ:

- диагностика контроллеров управления ЩСН;
- контроль состояния автоматических выключателей ЩСН 0,4 кВ;
- контроль состояния автоматических выключателей и плавких вставок СОПТ;

СОПТ;

- диагностика состояния СКИ;
- дистанционный мониторинг повреждений в СОПТ;
- дистанционный контроль состояния аккумуляторных батарей.

6) Общеподстанционные системы:

- мониторинг охранно-пожарной сигнализации;
- мониторинг и дистанционное управления вентиляционными установками;
- контроль температуры помещений и отопления.

В целях обеспечения информационной безопасности шина процесса и шина подстанции полностью изолированы от внешней сети, в них исключена возможность постороннего дистанционного вмешательства.

Управление на подстанции может быть реализовано:

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

- удаленно с диспетчерского пункта электросетей по протоколу МЭК 61850
- дистанционно на подстанции с панели управления АРМ в ОПУ.
- на подстанции с помощью переключателей расположенных на терминалах, панелях местного управления.

Управление коммутационными аппаратами осуществляется через переключатели "местное / дистанционное" с отображением их положения в системе АСУ ТП. Задание на вывод команды управления дополняется информацией о разрешении или запрете операции (с указанием причин запрета). Все действия персонала по управлению электрооборудованием фиксируются в "журнале событий" и архиве АСУ ТП.

Телеуправление реализуется следующим образом: в шкафах АСУ ТП осуществляется сбор информации о положении коммутационных аппаратов присоединений распределительных устройств по средствам ПДС, с дальнейшей обработкой принятых сигналов и выдачей управляющих команд непосредственно на привод аппарата через ПДС с учетом режима управления.

Подстанция оснащается системой автоматизированного учета электроэнергии. Установленные на присоединениях 110 и 10 кВ интеллектуальные счётчики электроэнергии способны не только фиксировать количество потреблённого ресурса, но и отображать информацию о режимных параметрах сети в точке его установки, а также хранить и передавать получаемые данные в центр управления. Измерения со счетчиков на присоединениях передаются в шкаф устройств сбора передачи данных АИСКУЭ, который в свою очередь через порт Ethernet подключается к системе передачи данных по ВОЛС, также есть возможность передачи данных по GSM. Объединение совокупности приборов учёта в единую информационную сеть при наличии специальных алгоритмов, позволяет в режиме реального времени получать информацию о токах, напряжениях и других параметрах режима.

Подсистема учета электрической энергии должна осуществлять следующие функции:

1. Учет электрической энергии.
2. Контроль параметров электрической сети, в том числе контроль качества электроэнергии.
3. Телесигнализацию (для трехфазных приборов учета трансформаторного включения):
 - пропадание напряжения на присоединении;
 - превышение максимальной мощности;
 - отклонение от нормированного значения уровня напряжения (в т.ч. контроль «провалов напряжения»);
 - отклонение соотношения активной и реактивной мощности от нормированного значения.

Предусматривается обмен оперативной технологической информацией с диспетчерским центром электрических сетей по двум независимым каналам

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

связи, обеспечивающим организацию отказоустойчивой структуры обмена информацией по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 (основной и резервный каналы по ВОЛС) [22].

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ПОДСТАНЦИИ

Для безопасной эксплуатации ПС 110 кВ «Конгресс-Холл» необходимо соблюдения требований безопасности.

Элегаз применяемый в КРУЭ не токсичен и не опасен для персонала. Токсичные продукты разложения (как токсичные, так и нетоксичные) появляются в результате взаимодействия элегаза с влагой и при воздействии электрической дуги (особенно при аварийном пробое). В КРУЭ используются специальные поглощательные молекулярные сита и фильтры, которые остаются в элегазовых отсеках на весь период эксплуатации и меняются только при вскрытии отсеков. Кроме того, подбор материалов корпуса, активных элементов, сопел и изоляторов позволяет свести к минимуму продукты взаимодействия элегаза с этими материалами при возникновении дуги. При нормальных условиях эксплуатации воздействие элегаза и продуктов его разложения на персонал практически исключён. Согласно требованиям [23]:

2.2.32. Влажность элегаза в КРУЭ, элегазовых выключателей должна контролироваться первый раз не позднее чем через неделю после заполнения оборудования элегазом, а затем 2 раза в год (зимой и летом).

2.2.33. Контроль концентрации элегаза в помещениях КРУЭ и ЗРУ должен производиться с помощью специальных течеискателей на высоте 10 — 15 см от уровня пола.

Концентрация элегаза в помещении должна быть в пределах норм, указанных в инструкциях заводов — изготовителей аппаратов.

2.2.34. Утечка элегаза не должна превышать 3% от общей массы в год. Необходимо принять меры по наполнению резервуаров элегазом при отклонении его давления от номинального. Проводить операции с выключателями при пониженном давлении элегаза не допускается.

Согласно требований ПУЭ [8] п. 4.2 в закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслонеполненных аппаратов при массе масла должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник. Объем трансформаторного масла трансформатора ТДН 16000/110/10 составляет 12 тонн.

Согласно ПУЭ вентиляция помещений трансформаторов и реакторов должна обеспечивать отвод выделяемого ими тепла в таких количествах, чтобы при их нагрузке, с учетом перегрузочной способности и максимальной расчетной температуре окружающей среды, нагрев трансформаторов и реакторов не превышал максимально допустимого для них значения. Для выполнения данных требований в здании предусмотрено вентиляционное помещение, расположенное между камерами силовых трансформаторов.

Подстанция предполагается без дежурного персонала, следовательно необходимо оснастить подстанцию устройствами пожарной сигнализации.

Самой эффективной системой в рамках проектируемой подстанции является система газового пожаротушения. Принцип работы данной системы заключается

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

в уменьшении концентрации кислорода в воздухе на объекте возгорания с помощью подачи инертного газа, углекислоты или хладона. Достоинствами системы газового пожаротушения являются: отсутствие воздействия на предметы и само помещение, широкий температурный диапазон работы, огнетушащие вещества не содержат токсичных компонентов, не разлагается термически, не образуют ядовитых или коррозионных веществ при контакте с пламенем, неэлектропроводны и безопасны для электроники и компьютеров, исторических, художественных и культурных ценностей. Данная система требует для работы закрытое помещение. Засчет данных преимуществ данную систему можно использовать по всей подстанции: для непроходных кабельных сооружений внутри зданий/сооружений; для защиты силовых трансформаторов, расположенных в закрытых камерах подстанций, а также ликвидации пожаров .

Системы пожаротушения в трансформаторных подстанциях состоят из модулей с огнетушащим веществом, системы трубопроводов с насадками-распылителями, а также автоматики, определяющей, где начался пожар, и запускающей систему автоматического пожаротушения. Насадки-распылители располагаются таким образом, чтобы равномерно распределять огнетушащее вещество по всей поверхности, обеспечивая действенную борьбу с огнем.

Для обслуживания подстанции необходимо предусмотреть [5], [23], [25],:

- двухскоростные кран-балки с дистанционным управлением для монтажных, ремонтных работ (для кран-балок предусматривать площадки, галереи обслуживания). Высота и расположение кран-балок должны позволять перенос самого габаритного элемента КРУЭ (выключателя, токопровода) к любой ячейке.

- разгрузочные площадки и устройства для возможности подвоза, разгрузки и перемещения необходимых деталей и оборудования в зал КРУЭ.

- необходимые помещения при залах для хранения ЗИП, баллонов с элегазом (с вытяжной вентиляцией).

- предусмотреть приточно-вытяжную вентиляцию с механическим побуждением, обеспечивающую трехкратный воздухообмен в час.

- передвижными площадками обслуживания для контроля положения аппаратов через «окошки», для операций с разъединителями, ЗН вручную, для подпитки объемов элегазом на высоте.

- сертифицированными изолирующими противогазами, респираторами, одноразовой или многоразовой спецодеждой для ремонта поврежденного и загрязненного фторидами оборудования.

- предусмотреть при входах в залы КРУЭ тамбуры для изолирования наружного воздуха от воздушного пространства зала, а для ворот – возможно выполнение тепловых завес.

Согласно требованиям ПАО «Россети» [9] цифровая подстанция должна оснащаться системой централизованного мониторинга и управления состоянием инженерных систем которая должна обеспечивать:

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- контроль, регистрацию и анализ текущих параметров (температура, влажность, запыленность, перепад давления, наработка оборудования, потребление электроэнергии) и их отклонений за допустимые пределы;
- контроль работы и управление основным оборудованием установок и вспомогательных устройств;
- контроль за состоянием и режимами работы (охлаждение, осушение, обогрев, вентиляция, автоматический/неавтоматический) установок подсистем;
- контроль состояния и фиксацию срабатываний устройств защиты оборудования установок;
- дистанционная (удаленная) диагностика работоспособности установок инженерных систем и их элементов
- регистрацию дискретных сигналов аварийных событий;
- автоматизированный прогнозный анализ работоспособности установок и электронагревательных приборов.

Система централизованного мониторинга и управления состоянием инженерных систем цифровой ПС должна быть интегрирована в шину подстанции с использованием протоколов серии ГОСТ Р МЭК 61850 без установки дополнительного оборудования.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

10 ВНЕШНИЙ ВИД ЗАКРЫТЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В современном мире нехватка и дороговизна земли в мегаполисах давно стала проблемой, требующей своего решения. И если рассматривать вопрос возведения энергообъектов, то именно ограниченные условия среды заставляют профессионалов создавать компактные технические здания и сооружения и их оборудование. Кроме обычных требований к электротехническому оборудованию, а это в первую очередь надежность, безопасность и удобство эксплуатации, очень важна минимизация размеров коммутационной аппаратуры и силовых трансформаторов.

Поскольку новые подстанции возводящиеся в условиях плотной городской застройки, то строительство компактного, отдельно стоящего здание ПС с установленным в нем электрооборудованием – наиболее рациональное решение. При этом здание может иметь до трех этажей, за счет этого и происходит экономия площади территории. Экономия площадей также достигается и за счет применения комплексного распределительного элегазового устройства. В сравнении с прежними подстанциями открытого типа, которые занимали гораздо большие территории и на которых оборудование имело большие габариты, подключались к сети воздушных линий и потому выглядели громоздко и непривлекательно, эти сооружения выигрывают как в техническом исполнении, так и в эстетике.

Несмотря на то что архитектуру электрических подстанций продумать достаточно сложно, ведь это здание строго геометрических форм, необходимо вписать стрящийся объект в общую цветовую гамму мегаполиса и найти стиль, не диссоциирующий со стоящими рядом зданиями.

В 2011 году была построена инновационная ПС «Лаура» [26]. Чтобы исключить воздействие объекта на окружающую среду, новую подстанцию сделали закрытой. Все подводящие и разводящие кабельные сети спрятаны под землей, а многочисленное оборудование размещено внутри помещения площадью всего 972 кв. м. Одно из самых выдающихся решений этого объекта – это использование комплектных распределительных элегазовых устройств закрытого типа, что и позволило существо сократить занимаемую площадь подстанции.

Небольшая ПС «Лаура» обладает мощностью 80 МВА и снабжает электроэнергией олимпийские объекты Красной Поляны.

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рис 9.1 – Внешний вид ПС Лаура

Подстанция «Поселковая» [26] отличается необычным дизайном, в ней трудно распознать энергетический объект, скорее здание можно принять за загородный дом. Ее главная особенность – украшение из кружева авторской работы. Днем фасад подстанции украшен белыми узорами, а ночью светится разноцветными огнями, благодаря подсветке. Такой подход к внешнему виду энергетических объектов был обусловлен тем, что они находятся в непосредственной близости к курортам и спортивным сооружениям. Именно поэтому подстанции должны были быть не только закрытыми и безопасными, но и красивыми, чтобы вписываться в окружающий ландшафт.



Рис 9.2 – Внешний вид ПС Поселковая

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69



Рис 9.3 – Внешний вид ПС Медведовская

Архитектурное и дизайнерское решение ранее рассмотренной ПС «Медведовская» [12] были специально разработаны для того, чтобы самый современный по техническим решениям в столичном регионе питающий центр органично вписался в современный ландшафт иннограда «Сколково».

На рассмотренных рисунках можно увидеть, что данные подстанции представляют собой отдельные кирпичные строения с несколькими этажами. Фундамент строят из блоков или методом ленточной бутобетонной заливки. Перекрытия сооружаются из сборных железобетонных панелей. В здании монтируют силовые трансформаторы, щит низкого напряжения и затем модуль распределительного устройства. Согласно приведенным выше решениям по оформлению внешнего вида подстанций принято решения аналогичного оформления проектируемой ПС 110 кВ «Конгресс-Холл».

					13.03.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно проведенному анализу мы пришли к выводу что никакой другой тип РУ не может сравниться с КРУЭ, т.к. оно предлагает следующие выдающиеся преимущества:

- Минимальная требуемая площадь:
- Полная защита от контакта с частями РУ под напряжением:
- Свободный выбор места установки:
- Быстрая установка на месте и ввод в эксплуатацию благодаря использованию модулей и ячеек, поставляемых в состоянии заводской готовности.
- Защита окружающей среды: КРУЭ может быть изготовлено таким образом, чтобы хорошо вписаться в окружение. Благодаря модульному исполнению, КРУЭ весьма гибко и выполняет любые требования по конфигурации.
- Высокая надежность

Данное достоинства КРУЭ позволило спроектировать закрытую подстанцию в центре г. Челябинска, тем самым сократив расходы на покупку земли и влияние подстанции на внешний архитектурный облик города. На данной подстанции удалось разместить четыре ячейки вводов КЛ 110 кВ, одновременно обеспечив питание строящегося конгресс-холла и соединить дефицитный по мощности узел энергосистемы с генерирующим электроэнергию узлом, что позволило улучшить надежность энергосистемы, а также минимизировать потери.

Можно ожидать, что КРУЭ будут удовлетворительно работать в течение многих лет с минимальным техническим обслуживанием или даже без него. Исключено ухудшение характеристик вследствие воздействия погодных условий

При использовании КРУЭ мы постепенно приближаемся к концепции необслуживаемого использования (вследствие большого срока службы устройств с элегазовой изоляцией). Данное преимущество КРУЭ удовлетворяет концепции необслуживаемой «цифровой подстанции» ПАО Россети и дает преимущество КРУЭ перед РУ традиционного типа.

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Использование элегаза - Применение элегаза - Forca.ru
<http://forca.ru/stati/podstancii/primenenie-elegaza-3.html>
- 2 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования./Под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е.Федорова, М.Г.Зименкова; – М: Энергоатомиздат, 1991–464с.
3. Руководство пользователя по применению комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на номинальное напряжение 72,5 кВ и выше. CIGRE WG 23-10. У. Качинский, У. Боек, Р.К. Болин, А. Де Геус, Х. Хисингер, П.-А.Холт, Ю. Мураяма, Дж. Джоунс, О.Кнудсен, С. Кобайши, Д. Копейткова, Б. Маззолени, Б. Приор, А.С. Сахни, Дж.-П. Тейллейбойс, К. Чаннен, П. Уэстер
- 4 Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 5: Электроснабжение городов: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 181 с.
- 5 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)
- 6 СНиП 2.07.01-89*. Градостроительство Планировка и застройка городских и сельских поселений — М ФГУП ЦПП, 2007 — 56 с
- 7 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.35.184-2014 «Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Общие технические условия»
- 8 Правила устройства электроустановок. /Минэнерго СССР. 7-е издание, переработанное и дополненное; – М: Энергоатомиздат, 2003–723с.
- 9 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «РОССЕТИ» СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ» Стандарт организации
10. Модульное решение КРУЭ 110 кВ. Каталог производителя
<http://kruef.ru/index.php/modulnye-resheniya/modulnye-krue-110-kv>
- 11 Подстанция «Медведевская»: детали
<http://digitalsubstation.com/blog/2018/07/03/podstantsiya-medvedevskaya-detali/>
- 12 Решения в модуле / Закрытое распределительное устройство ЗРУ-СЭЩ 110/10(6) кВ, Каталог. ОАО Самарский завод «Электрошит».
<https://electroshield.ru/catalog/resheniya-v-module/zru-seshch-110-10-6-kv/>
- 13 Подземная подстанция 220 кВ «Сколково»
<http://digitalsubstation.com/blog/2013/02/01/podzemnaya-podstantsiya-220-kv-skolkovo/>
- 14 Подземные и заглубленные трансформаторные подстанции из бетона. Каталог производителя. <http://metk.ru/product/podzemnye-i-zaglublennye-transformatornye-podstancii-iz-betona/>

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

15 Карта-схема развития электрических сетей и схема размещения объектов электроэнергетики челябинской области

http://www.tarif74.ru/htmlpages/Show/electrical_networks

16 Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2018-2022 годы №372Р, утвержденной губернатором Челябинской области

17 СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий» Государственный комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу – Москва 2004

18 НТП ЭПП-94 Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования (1 редакция), Тяжпромэлектропроект. М788-1090,

19 Комплектное Распределительное Устройство Элегазовое Hyundai 145 SP1. Каталог производителя.

<http://www.hdenergo.ru/uploaded/presentation/00002/KRUE.pdf>

20 Комплектные распределительные устройства внутренней установки напряжением 10кВ серии К – 63, Каталог. ОАО Самарский завод «Электроцит».

21 НПП ЭКРА Решения для цифровых подстанций
<https://www.ekra.ru/produkcija/avtomatizacia-energoobjektov-i-asu-ptk-evicon/otraslevie-tehnicheskie-reshenia-dla-kompleksnoy-avtomatizacii-energoobjektov/1091-resheniya-dlya-cifrovyyh-podstanciy.html>

22 ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011. «Сети и системы связи на подстанциях. Часть 5. Требования к связи для функций и моделей устройств» - ВНИИНМАШ ОАО Научно-технический центр электроэнергетики 2013 г.

23 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / Энергосервис – Москва, 2003

24 Кузин П.В., Якобсон И.А. Накладка элегазового оборудования. / П.В. Кузин, И.А. Якобсон. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 112 с.

25 Кузин П.В., Якобсон И.А. Накладка элегазового оборудования. / П.В. Кузин, И.А. Якобсон. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 112 с.

26 Внешний вид подстанций в городе.

<http://i-mt.net/blog/obzory/samyne-neobychnye-podstancii-rossii>

					13.04.02.2019.309.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73