

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ «Грязи»

Обучающийся

В.Б. Пещеров

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Н. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Егорова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В бакалаврской работе рассмотрены вопросы реконструкции подстанции 220 кВ Грязи, связанные с заменой существующих масляных выключателей 110 кВ на колонковые с элегазовой изоляцией.

Выполнен анализ электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем прилегающей сети. Произведён расчёт токов короткого замыкания на шинах 220 и 110 кВ, а также на отходящих линиях 110 кВ. Полученные значения периодической составляющей ток КЗ и ударного тока использовались при проверке выбираемых выключателей.

Схему подключения подстанции к энергосистеме решено оставить без изменений. Произведён выбор и проверка высоковольтных выключателей 110 кВ и ошиновки.

Произведены расчеты системы собственных нужд в связи с изменением состава оборудования, в результате которого было установлено, что трансформаторы собственных нужд не нуждаются в замене. Рассмотрены системы молниезащиты и заземления подстанции.

Определены требования к шкафам управления выключателем, АПВ и УРОВ, а также составлена схема размещения устройств информационного телекоммуникационных систем по трансформаторам тока и напряжения присоединений 110 кВ.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 53 страницы, содержит 21 таблицу и 1 рисунок. Список используемых источников содержит 35 наименований, в том числе 5 на английском языке. Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Annotation

The bachelor's thesis examines the issues of reconstruction of the 220 kV Gryazi substation, related to the replacement of existing 110 kV oil circuit breakers with gas-insulated column circuit breakers.

An analysis of electrical power regimes was performed for normal and basic repair circuits of the adjacent network. A calculation was made of short circuit currents on 220 and 110 kV buses, as well as on 110 kV outgoing lines. The obtained values of the periodic component of the short-circuit current and shock current were used when testing the selected switches.

It was decided to leave the connection diagram of the substation to the power system unchanged. Selection and testing of 110 kV high-voltage circuit breakers and busbars was carried out.

Calculations of the auxiliary needs system were made in connection with changes in the composition of the equipment, as a result of which it was established that the auxiliary transformers do not need to be replaced. Substation lightning protection and grounding systems are considered.

The requirements for control cabinets for circuit breakers, automatic reclosure and breaker failure protection have been determined, and a diagram for the placement of information telecommunication systems devices for current and voltage transformers of 110 kV connections has been drawn up.

The bachelor's thesis consists of an explanatory note of 53 pages, containing 21 tables and 1 drawing. The list of sources used contains 35 titles, including 5 in English. The graphic part of the work consists of six sheets, made in A1 format.

Содержание

Введение.....	5
1 Расчет электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем прилегающей сети ПС 220 кВ Грязи	8
2 Расчет токов короткого замыкания на ПС 220 кВ Грязи и прилегающей сети 220-110 кВ	18
3 Электротехнические решения по реконструкции ПС Грязи	21
3.1 Принципиальная электрическая схема	21
3.2 Компонировочные решения	21
3.3 Выбор электрических аппаратов и ошиновки	22
3.3.1 Выбор выключателей 110 кВ.....	23
3.3.2 Выбор ошиновки ячеек ОРУ 110 кВ.....	28
4 Система собственных нужд переменного тока 0,4 кВ	29
4.1 Общая характеристика системы собственных нужд переменного тока 0,4 кВ	29
4.2 Расчет токов короткого замыкания в сети собственных нужд переменного тока 0,4 кВ.....	30
4.3 Проверка мощности трансформаторов СН	31
4.4 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ.....	32
4.5 Электроснабжение потребителей собственных нужд.....	33
5 Молниезащита, заземление, внешняя изоляция	36
5.1 Молниезащита ПС.....	36
5.2 Заземляющее устройство ПС	36
5.3 Внешняя изоляция электрооборудования ОРУ 110 кВ.....	38
6 Релейная защита на ПС.....	40
Заключение	45
Список используемой литературы и источников	49

Введение

Действующая ПС-220 кВ Грязи работ находится в Лебедянском районе Липецкой области.

ПС 220 кВ Грязи введена в эксплуатацию в 1983 г. и представляет собой единый архитектурно-промышленный комплекс, состоящий из открытых распределительных устройств, автотрансформаторов, зданий и сооружений основного и вспомогательного назначения.

Производственными зданиями являются: здание ОПУ, маслоаппаратная, насосная станция, насосная пожаротушения, КППЗ и прочие здания, расположенные на территории подстанции.

К производственным сооружениям относятся объекты, состоящие из комплекса конструкций, выполняющих специальное технологическое назначение. Такими сооружениями являются ОРУ, автотрансформаторы/трансформаторы, внутриплощадочные дороги и прочие сооружения.

На территории ПС 220 кВ Грязи расположены следующие здания и сооружения:

- открытое распределительное устройство 220 кВ;
- открытое распределительное устройство 110 кВ;
- открытое распределительное устройство 35 кВ;
- автотрансформаторы 220/110/35 кВ АТ-1; АТ2 мощностью 125 МВА;
- вольтодобавочные трансформаторы 35 кВ – ВДТ-1 и ВДТ-2, мощностью 63 МВА;
- трансформаторы собственных нужд 35/0,4 – ТСН-1 и ТСН-2, 10/0,4 – ТСН-3 (резерв);
- здание ОПУ;
- пожарные резервуары;
- насосная станция;

- радиомачта;
- проходная и другие сооружения.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «Мостик с отделителями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки со стороны трансформаторов» (схема №220-5АН с изменениями). К ОРУ 220 кВ подключены ВЛ 220 кВ Грязи – Чириково и ВЛ 220 кВ Грязи – КС-29, автотрансформаторы 220/110/35 кВ АТ-1 и АТ-2.

Секции шин 1СШ-220 и 2СШ-220 выполнены проводом АСО-500.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме №110-13Н «Две рабочие и обходная система шин». К ОРУ 110 кВ подключены КВЛ 110 кВ: Грязи – Данков - Тепличная I цепь, Грязи – Данков - Тепличная II цепь, ВЛ 110 кВ; Лебедянь Правая, Компрессорная Правая, Компрессорная Левая, Лев Толстой, Грязи - Ольховец, Машзавод Правая, Машзавод Левая, Заход Правая, Заход Левая, автотрансформаторы 220/110/35 кВ АТ-1 и АТ-2.

Секции шин 1СШ-110 и 2СШ-110 выполнены проводом 2×АСО-500.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». К ОРУ 35 кВ подключены ВЛ 35 кВ: ЭКЗ, Перемычка, Большие Избищи, Культура, автотрансформаторы 220/110/35 кВ АТ-1 и АТ-2. От ОРУ 35 кВ питаются трансформаторы собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 мощностью 0,63 МВА и 0,4 МВА соответственно. ТСН-3 (ТСН резервного питания) мощностью 0,4 МВА получает питание по ВЛ 10 кВ Грязи.

Секции шин 1СШ-35 и 2СШ-35 выполнены проводом АСО-300.

Система собственных нужд переменного тока 0,4 кВ запитана от трех трансформаторов собственных нужд типов ТМ-630/35/0,4 (ТСН-1), ТМ-400/35/0,4 (ТСН-2) и ТМ-400/10/0,4 (ТСН-3 резервное питание). Щит собственных нужд переменного тока 0,4 кВ (ЩСН 0,4 кВ) состоит из двух секций (всего 7 панелей). В качестве третьего резервного источника питания используется ТСН-3 (резервное питание). В нормальном режиме секции 0,4 кВ работают отдельно. Секционный автомат отключен. При исчезновении

напряжения на любой из секций шин рабочих трансформаторов (ТСН-1 и ТСН-2) срабатывает устройство АВР и включает резервный трансформатор (ТСН-3) на данную секцию.

Система оперативного постоянного тока состоит из щита постоянного тока (3 панели), который запитан от аккумуляторной батареи, и двух ВАЗП. На ПС установлена аккумуляторная батарея типа ПСК-12 (108 элементов) номинальной емкостью 400 А·ч, выпрямительные устройства ВУ-1, ВУ-2 типа ВАЗП-380/260-40/80.

Целью работы является разработка мероприятий по замене существующих масляных выключателей на колонковые с элегазовой изоляцией (ВМ-110 Заход левый, ВМ-110 Компрессорная левая, ВМ-110 Компрессорная правая, ВМ-110 Лебедянь правая, ВМ-110 Лев Толстой, ВМ-110 Машзавод левая, ВМ-110 Машзавод правая, ВМ-110 Ольховец, ВМ-110 ШСВ) совместно с реконструкцией системы собственных нужд и устройств автоматики управления данных выключателей.

Реконструкция проводится в границах существующей площадки ПС 220 кВ Грязи.

1 Расчет электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем прилегающей сети ПС 220 кВ Грязи

В настоящем разделе выполнен анализ прогнозных балансов мощности энергосистемы Липецкой и Тамбовской областей на год окончания реконструкции ПС 220 кВ Грязи (2025 г.) и перспективу 5 (пять) лет (2030 г.).

Для 2025 года в расчетных моделях приняты значения потребления энергосистемы Липецкой области, приведенные в таблице 1, для характерных режимов в соответствии с материалами «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021 - 2027 годы», утвержденной Приказом Минэнерго России от 26.02.2021 № 88 (далее - СиПР ЕЭС России) исходя из потребления 2227 МВт; для 2030 года значение потребления мощности Липецкой области определено расчетным путем на основании среднего процента прироста прогнозного потребления в соответствии с СиПР ЕЭС России за последние три года (с 2024 по 2027 гг) - 0,36% (2267 МВт) [26].

Таблица 1 - Потребление энергосистемы Липецкой области

Период	Потребление, МВт		
	t, С	2025	2030
Зимних максимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 а)	-27	2289	2330
Зимних минимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 а)	-27	1978	2013
Зимних максимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 б)	+5	2089	2127
Зимних минимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 б)	+5	1805	1837
Летних максимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 в)	+30	1636	1665
Летних максимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 г)	+20	1583	1612
Летних минимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 г)	+20	1306	1329

Планируемые выходы генерирующих объектов из эксплуатации, учтенные в расчетных моделях по Липецкой области представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Планируемые выводы генерирующих объектов из эксплуатации по Липецкой области

Электростанция	Вид топлива	Мощность, МВт	Срок
Елецкая ТЭЦ	фактически выведена из эксплуатации с 2021 года		
1 ГТД-20С	Газ	20,0	2021
2 ГТД-20С	Газ	20,0	2021
5 ПТ-12/13-3,4/1,0-1,0	Газ	12,0	2021

Планируемые ввода генерирующих объектов в эксплуатацию, учтенные в расчетных моделях по Липецкой области представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Планируемые ввода генерирующих объектов в эксплуатацию по Липецкой области

Электростанция	Вид топлива	Мощность, МВт	Срок
УТЭЦ-2	-	-	-
1 ПТ-150 (SST-600)	Газ	150	2023
2 ПТ-150 (SST-600)	Газ	150	2023

Для 2025 года в расчетных моделях приняты значения потребления энергосистемы Тамбовской области, представленные в таблице 4, для характерных режимов в соответствии с материалами СиПР ЕЭС России исходя из потребления 616 МВт; для 2030 года значение потребления мощности Тамбовской области определено расчетным путем на основании среднего процента прироста прогнозного потребления в соответствии с СиПР ЕЭС России за последние три года (с 2024 по 2027 гг) - 0,38% (627 МВт) [26].

Таблица 4 - Потребление энергосистемы Тамбовской области

Период	Потребление, МВт		
	t, C	2025	2030
Зимних максимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 а)	-27	645	657
Зимних минимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 а)	-27	455	463
Зимних максимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 б)	+5	546	556

Продолжение таблицы 4

Период	Потребление, МВт		
	t, C	2025	2030
Зимних минимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 б)	+5	385	392
Летних максимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 в)	+30	470	478
Летних максимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 г)	+20	452	460
Летних минимальных нагрузок (ГОСТ п.5.3 г)	+20	287	292

Планируемая модернизация генерирующих объектов, учтенная в расчетных моделях по Тамбовской области представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Планируемая модернизация генерирующих объектов по Тамбовской области

Электростанция	Вид топлива	Мощность, МВт		Срок
Тамбовская ТЭЦ	-	-	-	-
8 Т-110-130	Газ	До модернизации	110	2025
		После модернизации	130	
		Изменение мощности	20	

Также в данном разделе выполнены расчёты электрических режимов в энергорайоне ПС 220 кВ Грязи и прилегающей сети 110-220 кВ.

Расчёты проведены в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» для нормальной схемы, единичных и двойных ремонтных схем в режимах зимних максимальных нагрузок, зимних минимальных нагрузок, летних максимальных нагрузок, летних минимальных нагрузок на год окончания реконструкции ПС 220 кВ Грязи (2025 г.) и перспективу 5 (пять) лет (2030 г.) [11].

Расчеты электроэнергетических режимов выполнялись для нормальных и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных

схемам в соответствии с Требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 г. №630 [27].

Допустимые токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, с которыми производится сравнение полученных результатов расчетов представлены в таблицах 6-10.

Таблица 6 - Допустимые уровни напряжений

Объект электроэнергетики	Класс напряжения СШ, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ
ПС 220 кВ Грязи	110	121	93	89
ПС 220 кВ Мичуринская	110	126	93	89

Выводы по разделу.

Результаты расчётов электрических режимов показали, что во всех рассмотренных режимно-балансовых условиях в нормальной и ремонтных схемах, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах токовая загрузка ЛЭП и сетевого оборудования не превышает допустимых значений.

В режимах зимних максимальных нагрузок 2025 г. и 2030 г. (-27°С) при аварийном отключении АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Мичуринская в условиях ремонта АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Мичуринская выявлено снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Мичуринская ниже минимально допустимого значения 93 кВ. Для ввода режима в область допустимых значений необходимо увеличить напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Мичуринская путём повышения напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Грязи посредством перевода РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Грязи из положения 9 в положение 7.

Таблица 7 - Допустимые токовые нагрузки электросетевого оборудования ПС 220 кВ Грязи

Присоединение	Допустимый ток оборудования (длительно допустимый / аварийно допустимый, время допустимой перегрузки, мин.), А						
	Выключатель	ЛР	ШР 1 СШ 1110 кВ	ШР 2 СШ 1110 кВ	РОСШ 110 кВ	ВЧЗ	ТТ
ВЛ 110 кВ Грязи – Компрессорная Правая (ВЛ 110 кВ Компрессорная Правая)	1600	1000	1000	1000	1000	-	600
ВЛ 110 кВ Грязи – Компрессорная Левая (ВЛ 110 кВ Компрессорная Левая)	1600	1000	1000	1000	1000	-	600
ВЛ 110 кВ Грязи - Лебедянь Левая (ВЛ 110 кВ Заход Левая)	1600	1000	1000	1000	1000	-	600
ВЛ 110 кВ Грязи – Ольховец (ВЛ 110 кВ Ольховец)	1600	1000	1000	1000	1000	-	600
ВЛ 110 кВ Грязи – Сухая Лубна с отпайкой на ПС Куймань (ВЛ 110 кВ Лебедянь Правая)	1600	1000	1000	1000	1000	600	600
ВЛ 110 кВ Грязи – Нива с отпайкой на ПС Машзавод Левая (ВЛ 110 кВ Машзавод Левая)	1600	1000	1000	1000	1000	-	600
ВЛ 110 кВ Грязи – Нива с отпайкой на ПС Машзавод Правая (ВЛ 110 кВ Машзавод Правая)	1600	1250	1000	1000	1000	-	600
ВЛ 110 кВ Грязи – Астапово (ВЛ 110 кВ Лев Толстой)	1600	1000	1000	1000	1000	-	600
ШСВ 110 кВ	1600	-	2000	2000	-	-	1000

Таблица 8 - Допустимые токовые нагрузки ЛЭП и ШСВ 110 кВ ПС 220 кВ Грязи

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Длительно допустимый ток ЛЭП при 0С, А										Ограничивающий элемент при длит. доп. токе при авар. доп. токе
			Аварийно-допустимый ток ЛЭП при 0 С, А / длительность, мин										
			Температура наружного воздуха, 0С										
			ВЛ	Ошин овка	-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	
ВЛ 110 кВ Грязи – Компрессорная Правая (ВЛ 110 кВ Компрессорная Правая)	АС-120/19	АС-120/19	503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи – ошиновка, ПС 110 кВ Компрессорная – ошиновка
			503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи – ошиновка, ПС 110 кВ Компрессорная – ошиновка
ВЛ 110 кВ Грязи – Компрессорная Левая (ВЛ 110 кВ Компрессорная Левая)	АС-120/19	АС-120-19	503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи – ошиновка, ПС 110 кВ Компрессорная – ошиновка.
			503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи – ошиновка, ПС 110 кВ Компрессорная – ошиновка
ВЛ 110 кВ Грязи - Лебедянь Левая (ВЛ 110 кВ Заход Левая)	АС-120/19, АС-150/24	АС-120/19	503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи - ошиновка
			503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи - ошиновка
ВЛ 110 кВ Грязи - Ольховец (ВЛ 110 кВ Ольховец)	АС-120/19, АС-95/16	АС-120/19	400	400	396	380	366	347	330	310	290	267	Провод. ПС 110 кВ Ольховец – ТТ, ошиновка.
			400	400	396	380	366	347	330	310	290	267	Провод. ПС 110 кВ Ольховец – ТТ, ошиновка.

Продолжение таблицы 8

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Длительно допустимый ток ЛЭП при 0С, А										Ограничивающий элемент при длит. доп. токе при авар. доп. токе
			Аварийно-допустимый ток ЛЭП при 0 С, А / длительность, мин										
			Температура наружного воздуха, 0С										
			ВЛ	Ошин овка	-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	
ВЛ 110 кВ Грязи-Сухая Лубна с отпайкой на ПС Куймань (ВЛ 110 кВ Лебедянь Правая)	АС-150/24	АС-150/2	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	Провод. ПС 220 кВ Грязи - ошиновка.
		4	581	558	540	518	500	473	450	423	396	365	Провод. ПС 220 кВ Грязи – ошиновка.
ВЛ 110 кВ Грязи – Нива с отпайкой на ПС Машзавод Левая (ВЛ 110 кВ Машзавод Левая)	АС-120/19	АС-120/1	503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи – ошиновка.
		9	503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи – ошиновка.
ВЛ 110 кВ Грязи – Нива с отпайкой на ПС Машзавод Правая (ВЛ 110 кВ Машзавод Правая)	АС-120/19	АС-120/1	503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи –ошиновка.
		9	503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи –ошиновка.
ВЛ 110 кВ Грязи – Астапово (ВЛ 110 кВ Лев Толстой)	АС-120/19	АС-120/1	503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи –ошиновка.
		9	503	484	468	449	433	410	390	367	343	316	Провод. ПС 220 кВ Грязи –ошиновка.
ПЭСВ 110 кВ	-	АС-500/6	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	ТТ
		4	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	ТТ

Таблица 9 - Перегрузочная способность трансформаторного оборудования (АДТН)

Наименование ПС	Диспетчерское наименование АТ (Т)	Год ввода в эксплуатацию	Система охлаждения	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Номинальная токовая нагрузка, А				Длительность перегрузки, час	Величина аварийной перегрузки АТ (Т) при °С								
					ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	Общая обмотка		-25°С	-20°С	-10°С	0°С	10°С	20°С	25°С	30°С	40°С
ПС 220 кВ Грязи	АТ-1,1	1994	ДЦ	125	230	121	38,5	314	596	945	282	10 мин	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
												20 мин	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5
												1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,25	1,2	1,2
												2	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,25	1,2	1,1
												4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1
												8	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1
												24	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1
	АТ-2,2	1987	ДЦ	125	230	121	38,5	314	596	945	282	10 мин	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
												20 мин	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1
												1	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0
												2	1,3	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0
												4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
												8	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
												24	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблица 10 - Нагрузочная способность трансформаторного оборудования (ДДТН)

Наименование ПС	Диспетчерское наименование АТ	Категория нагрузки (перегрузка)	Величина допустимой перегрузки АТ при температуре наружного воздуха, С							
			-20 и ниже	-10	0	5	10	20	30	40
ПС 220 кВ Грязи	АТ-11	Круглосуточная перегрузка с возможным повышенным износом изоляции	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
	АТ-21	Нормальная круглосуточная нагрузка (перегрузка)	1,2	1,2	1,15	1,115	1,08	1,00	0,91	0,82

На рисунке 1 представлены результаты расчета режима зимних максимальных нагрузок 2030 г. (+5°C). Ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Мичуринская, АО АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Мичуринская.

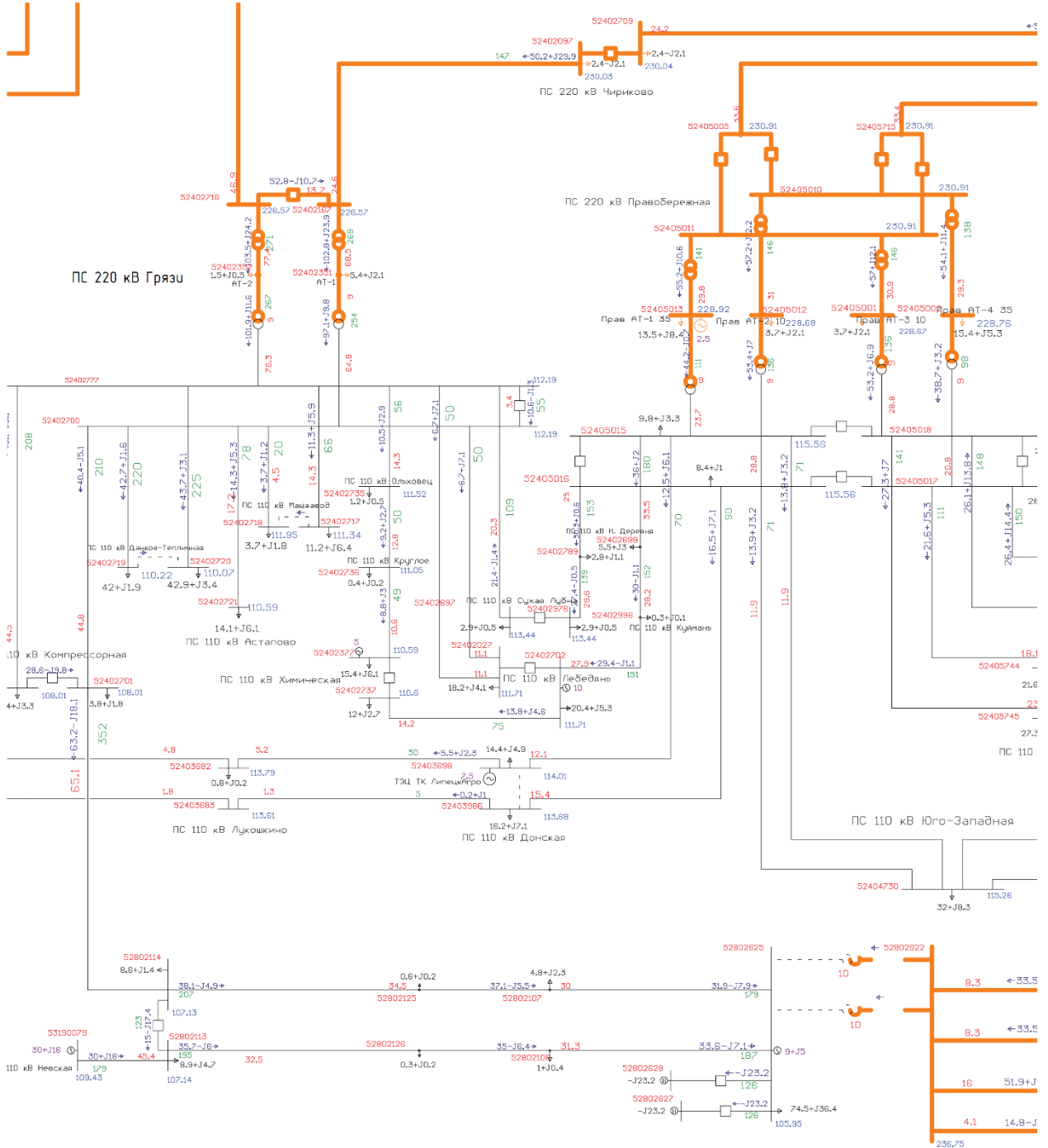


Рисунок 1 - Режим зимних максимальных нагрузок 2030 г. (+5°C). Ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Мичуринская, АО АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Мичуринская

В остальных случаях уровни напряжения на шинах ПС 110 кВ и выше в исследуемом энергорайоне в нормальной и рассмотренных ремонтных схемах, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах находятся в области допустимых значений. Установка устройств компенсации реактивной мощности не требуется.

Длительно допустимый ток устанавливаемых выключателей должен быть не менее значений, указанных в таблице 11.

Таблица 11 - Технические характеристики вновь устанавливаемых выключателей

Вновь устанавливаемые выключатели	Длительно допустимый ток выключателя не менее, А
В 110 Заход левый	503
В 110 Компрессорная левая	503
В 110 Компрессорная правая	503
В 110 Лебедянь правая	581
В 110 Лев Толстой	503
В 110 Машзавод левая	503
В 110 Машзавод правая	503
В 110 Ольховец	503
ШСВ 110	954

В соответствии с пунктом 125 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утв. Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 г. № 937, технические характеристики вновь устанавливаемых выключателей не должны ограничивать допустимые токовые нагрузки присоединений, на которых они устанавливаются, с учетом перегрузочной способности ЛЭП и электросетевого оборудования [14].

2 Расчет токов короткого замыкания на ПС 220 кВ Грязи и прилегающей сети 220-110 кВ

Значения токов короткого замыкания по состоянию сети на 2022 год, до начала реконструкции ПС 220 кВ Грязи, приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Значения токов короткого замыкания на 2023 г.

Наименование энергообъекта	Место КЗ	Значение суммарного тока КЗ, А	
		трехфазное КЗ	однофазное КЗ
ПС 220 кВ Грязи	шины 220 кВ	10000	8000
	шины 110 кВ	12300	12250
ПС 220 кВ КС-29	шины 220 кВ	14900	15200
ПС 220 кВ Чириково	шины 220 кВ	11150	9000
ПС 110 кВ Астапово	шины 110 кВ	3450	2300
ПС 110 кВ Данков-Тепличная	шины 110 кВ	3300	2200
ПС 110 кВ Компрессорная	шины 110 кВ	6400	4000
ПС 110 кВ Куймань	шины 110 кВ	6600	4450
ПС 110 кВ Лебедянь	шины 110 кВ	9700	7250
ПС 110 кВ Машзавод	шины 110 кВ	8900	7300
ПС 110 кВ Нива	шины 110 кВ	7300	5500
ПС 110 кВ Ольховец	шины 110 кВ	5800	4500
ПС 110 кВ Сухая Лубна	шины 110 кВ	6300	3800

Значения токов короткого замыкания на шинах ПС 220 кВ Грязи и шинах подстанций прилегающей сети 110 кВ – 220 кВ на год ввода объекта в эксплуатацию (2025 г) на перспективу 5 лет (2030 г) приведены в таблице 14.

Значения токов короткого замыкания на перспективу 5 лет существенно не изменяются в связи с отсутствием прогноза значительного изменения сети относительно расчетного года ввода объекта в эксплуатацию [33].

Таблица 13 - Значения токов короткого замыкания на 2025 - 2030 гг.

Наименование энергообъекта	Место КЗ	Значение суммарного тока КЗ, А	
		трехфазное КЗ	однофазное КЗ
ПС 220 кВ Грязи	шины 220 кВ	10000	8000
	шины 110 кВ	12300	12200

Продолжение таблицы 13

Наименование энергообъекта	Место КЗ	Значение суммарного тока КЗ, А	
		трехфазное КЗ	однофазное КЗ
ПС 220 кВ КС-29	шины 220 кВ	14900	15250
ПС 220 кВ Чириково	шины 220 кВ	11200	9000
ПС 110 кВ Астапово	шины 110 кВ	3450	2300
ПС 110 кВ Данков-Тепличная	шины 110 кВ	3300	2200
ПС 110 кВ Компрессорная	шины 110 кВ	6400	4000
ПС 110 кВ Куймань	шины 110 кВ	6600	4450
ПС 110 кВ Лебедянь	шины 110 кВ	9700	7200
ПС 110 кВ Машзавод	шины 110 кВ	8900	7300
ПС 110 кВ Нива	шины 110 кВ	7200	5500
ПС 110 кВ Ольховец	шины 110 кВ	5800	4500
ПС 110 кВ Сухая Лубна	шины 110 кВ	6300	3800

Значения максимальных токов короткого замыкания в установившемся режиме и ударных токов короткого замыкания по присоединениям 110 кВ – 220 кВ ПС 220 кВ Грязи для выбора устанавливаемых на ПС 220 кВ Грязи выключателей и другого электрооборудования, приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Значения максимальных токов короткого замыкания в установившемся режиме и ударных токов короткого замыкания на 2025 – 2030гг.

Присоединение	Периодическая составляющая тока КЗ, кА		Ударный коэффициент $K_{уд} = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3}{X_{ЭК}/R_{ЭК}}}$		Ударный ток, кА $i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{по}$	
	$I_{по}^{(3)}$	$I_{по}^{(1)}$	$K_{уд}^{(3)}$	$K_{уд}^{(1)}$	$I_{по}^{(3)}$	$I_{по}^{(1)}$
ВЛ 220 кВ Грязи – КС-29	5,81	4,84	1,52	1,60	12,44	10,90
ВЛ 220 кВ Грязи- Чириково	6,62	5,47	1,55	1,60	14,52	12,42
СЭВ-220	6,40	5,20	1,62	1,64	14,63	12,10
АТ-1	9,04	7,02	1,56	1,59	19,92	15,84
АТ-2	9,04	7,02	1,56	1,59	19,92	15,84
ВЛ 110 кВ Грязи – Данков-Тепличная I цепь (II цепь)	12,26	12,21	1,53	1,60	26,44	27,56
ВЛ 110 кВ Заход Левая (правая)	12,14	12,12	1,53	1,60	26,18	27,34
ВЛ 110 кВ Компрессорная левая (правая)	11,74	11,83	1,54	1,60	25,47	26,77
ВЛ 110 кВ Лебедянь правая	10,75	11,09	1,56	1,62	23,67	25,37

Продолжение таблицы 14

Присоединение	Периодическая составляющая тока КЗ, кА		Ударный коэффициент $K_{уд} = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3}{X_{ЭК}/R_{ЭК}}}$		Ударный ток, кА $i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{по}$	
	$I_{по}^{(3)}$	$I_{по}^{(1)}$	$K_{уд}^{(3)}$	$K_{уд}^{(1)}$	$i_{уд}^{(3)}$	$i_{уд}^{(1)}$
ВЛ 110 кВ Лев Толстой	12,26	12,21	1,53	1,60	26,44	27,56
ВЛ 110 кВ Машзавод левая (правая)	12,26	12,21	1,53	1,60	26,44	27,56
ВЛ 110 кВ Ольховец	12,22	12,12	1,53	1,60	26,32	27,33

Выводы по разделу.

Увеличение токов короткого замыкания на шинах ПС 220 кВ Грязи и шинах подстанций прилегающей сети 110 кВ – 220 кВ на год ввода объекта в эксплуатацию (2025 г.) и на перспективу 5 лет (2030 г.) в связи с реконструкцией ПС 220 кВ Грязи не ожидается, в разработке мероприятий по ограничению токов короткого замыкания нет необходимости.

3 Электротехнические решения по реконструкции ПС Грязи

3.1 Принципиальная электрическая схема

ОРУ 110 кВ ПС Грязи выполнено по схеме №110-13Н «Две рабочие и обходная система шин». Схема присоединения ПС 220 кВ Грязи к энергосистеме не изменяется.

В рамках данной работы производится замена следующего оборудования ОРУ 110 кВ:

- выключатели масляные малообъемные колонковые 110 кВ, ММО-110-31,5/1600 – 9 трехфазных комплектов.

Взамен указанного оборудования предусматривается установка:

- элегазовых колонковых выключателей 110 кВ – 9 трехфазных комплектов.

3.2 Компоновочные решения

При реконструкции ПС 220 кВ Грязи компоновка ОРУ 110 кВ не изменяется. Проектируемые элегазовые выключатели 110 кВ устанавливаются взамен демонтируемых в тех же осях. При этом, существующие шкафы зажимов выключателей 110 кВ и ДЗШ 110 кВ не демонтируются и остаются на существующих стойках УСО.

На ОРУ 110 кВ устанавливаются элегазовые колонковые выключатели 110 кВ (9 комплектов):

- В-110 Заход левый;
- В-110 Машзавод левая;
- В-110 Машзавод правая;
- В-110 Ольховец;
- В-110 ШСВ;
- В-110 Лев Толстой;

- В-110 Компрессорная левая;
- В-110 Компрессорная правая;
- В-110 Лебедянь правая.

Предусматривается замена проводов ошиновки 110 кВ в ячейках, где производится замена выключателей 110 кВ, на участках от трансформаторов тока 110 кВ до шинных разъединителей 110 кВ [32].

Кабели по территории ОРУ 110 кВ к устанавливаемому оборудованию прокладываются в существующих железобетонных лотках. Для подвода кабелей ко вновь устанавливаемым элегазовым выключателям 110 кВ предусматриваются металлические лотки с крышками.

3.3 Выбор электрических аппаратов и ошиновки

Параметры основного проектируемого оборудования 110 кВ ПС 220 кВ Грязи, выбранного с учетом требуемых нагрузок и проверенных на термическую стойкость к токам короткого замыкания, приведены на чертеже.

Проектируемое электрооборудование соответствует всем действующим нормам, правилам, государственным стандартам и характеризуется передовыми разработками, модульными конструкциями, высокой аппаратной надежностью, простотой в эксплуатации при минимальных эксплуатационных издержках.

Выбор оборудования выполнен по номинальному напряжению, току нагрузки и по возможности отключения тока короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ [1].

По результатам проведенных расчетов установивших режимов в сети 110 кВ было определены минимальные длительно-допустимые токи выключателей 110 кВ, которые представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Минимальные длительно-допустимые токи выключателей 110 кВ

Вновь устанавливаемые выключатели	Длительно допустимый ток выключателя не менее, А
В 110 Заход левый	503
В 110 Компрессорная левая	503
В 110 Компрессорная правая	503
В 110 Лебедянь правая	581
В 110 Лев Толстой	503
В 110 Машзавод левая	503
В 110 Машзавод правая	503
В 110 Ольховец	503
ШСВ 110	954

В работе предусмотрено применение электрооборудования, устройств и систем соответствующих напряжений ведущих отечественных фирм-производителей, в соответствии с перечнем «Оборудование, материалы и системы, допущенные к применению на объектах ПАО «Россети» (Раздел I. Первичное оборудование)» [12].

Результаты расчета токов коротких замыканий, принимаемые в расчетах, приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Результаты расчета токов коротких замыканий на ПС 220 кВ Грязи

Расчетный период	Наименование узла	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток однофазного КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
2023 г.	1, 2 СШ 110 кВ	12,3	12,25	31,37
2025-2030 гг.		12,3	12,2	31,37

3.3.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор параметров выключателей 110 кВ выполняется на основании методики, представленной в СТО 56947007-29.130.10.095-2011 «Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору» [19].

Выбор номинального напряжения.

Номинальное напряжение выключателя должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети 110 кВ.

На основании требований ГОСТ Р 52565-2006 принимается [9]:

- номинальное напряжение выключателей – 110 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение выключателей – 126 кВ.

На основании требований ГОСТ 1516.3-96 принимается [4]:

- испытательное напряжение грозового импульса относительно земли и между фазами, между контактами без повышенного уровня изоляции – 450 кВ;
- испытательное кратковременное (одноминутное) переменное напряжение в сухом состоянии и под дождем – 230 и 200 кВ соответственно.

Выбор номинального тока.

Согласно результата расчета установившихся режимов, расчетный максимальный рабочий ток составляет не более 954 А.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 52565-2006 принимаются выключатели 110 кВ с номинальным током не менее 1000 А.

Выбор климатического исполнения.

В работе предусматривается открытая установка выключателей на ОРУ 110 кВ. Согласно СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» в Липецкой области абсолютная минимальная температура наружного воздуха – минус 38 °С, абсолютная максимальная – плюс 41 °С [17].

В соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69 принимаются выключатели 110 кВ климатического исполнения У1 (умеренный макроклиматический район, диапазон рабочих температур от минус 45 °С до плюс 40 °С) [8].

Выключатели категории размещения 1 должны нормально работать в условиях гололеда при толщине корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда - при ветре со скоростью до 40 м/с [34].

Высота установки над уровнем моря.

Площадка ПС 220 кВ Грязи находится на высоте 181-183 м над уровнем моря.

Принимаются выключатели 110 кВ, предназначенные для работы на высоте над уровнем моря до 1000 м.

Выбор номинального тока отключения.

Согласно результату расчета токов короткого замыкания, расчетный максимальный трехфазный ток КЗ составляет 12,3 кА.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 52565-2006 и СТО 56947007-29.130.10.083-2011 принимаются выключатели с номинальным током отключения не менее 31,5 кА [18].

Нормированное процентное содержание апериодической составляющей номинального тока отключения β_n определяется по ГОСТ Р 52565-2006, кривая рисунок 3 в зависимости от времени τ от момента возникновения КЗ до момента прекращения соприкосновения дугогасительных контактов.

$$\tau = t_{o.c.мин} + t_{РЗА}; \quad (1)$$

где $t_{o.c.мин}$ – собственное время отключения выключателя, мс, принимаемое равным 35 мс;

$t_{РЗА}$ – минимальное время действия релейной защиты, мс, принимаемое равным 10 мс.

$$\tau = 35 + 10 = 45 \text{ мс.}$$

Согласно кривой рисунка 3 ГОСТ Р 52565-2006 принимаются выключатели нормированной β_n не менее 37% [9].

Выбор параметров переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН) выключателя.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 52565-2006 и СТО 56947007-29.130.10.083-2011 устанавливаемые на ПС 220 кВ Грязи выключатели 110 кВ должны быть испытаны на коммутационную способность с нормированными

параметрами ПВН, представленными в таблицах 8-11 ГОСТ Р 52565-2006, формы нормированных кривых ПВН представлены на рисунках 4 и 5 ГОСТ Р 52565-2006.

Выбор выключателя по условию отключения тока в режиме рассогласования фаз.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 52565-2006 и СТО 56947007-29.130.10.083-2011 устанавливаемые на ПС 220 кВ Грязи выключатели 110 кВ должны быть испытаны на коммутационную способность в условиях рассогласования фаз с нормированными параметрами ПВН, представленными в таблице 14 ГОСТ Р 52565-2006, форма нормированной кривой ПВН представлена на рисунке 5 ГОСТ Р 52565-2006.

Выбор выключателя по нормированному значению тока включения при коротком замыкании.

Согласно результатов расчета токов короткого замыкания, расчетный максимальный ударный трехфазный ток КЗ составляет 31,37 кА.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 52565-2006 и СТО 56947007-29.130.10.083-2011 принимаются выключатели с номинальным током включения [9], [18]:

- наибольший пик не менее 80 кА;
- начальное действующее значение периодической составляющей не менее 31,5 кА.

Выбор выключателей по нормированному циклу операций.

В соответствии с требованиями СТО 56947007-29.130.10.095-2011 выполняемые выключателями 110 кВ последовательности коммутационных операций должны соответствовать следующим нормированным коммутационным циклам [19]:

- для выключателей, предназначенных для работы при АПВ:
 - цикл 1: О – t_{бт} – ВО – 180 с – ВО;
 - цикл 1а: О – t_{бт} – ВО – 20 с – ВО;
 - цикл 2: О – 180 с – ВО – 180 с – ВО.

- для выключателей, не предназначенных для работы при АПВ:
О – 180 с – ВО – 180 с – ВО.

Требования к стойкости при сквозных токах короткого замыкания.

Согласно результатов расчета токов короткого замыкания, расчетный максимальный трехфазный ток КЗ составляет 12,3 кА, максимальный ударный трехфазный ток КЗ составляет 31,37 кА.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 52565-2006 устанавливаемые на ПС 220 кВ Грязи выключатели 110 кВ должны во включенном положении выдерживать электродинамическое и термическое воздействие сквозных токов короткого замыкания с параметрами, вплоть до следующих нормированных значений [9]:

- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) $I_{д}$, значение которого должно быть не менее:

$$I_{д} = 2,5 \cdot I_{о.ном}; \quad (2)$$

$$I_{д} = 2,5 \cdot 31,5 = 78,75 \text{ кА};$$

- среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) $I_{т}$, значение которого должно быть не менее $I_{о.ном} = 31,5$ кА;
- время протекания тока (время короткого замыкания) $t_{кз}$, которое рекомендуется выбирать из ряда: 1, 2 или 3 с.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 52565-2006 и СТО 56947007-29.130.10.083-2011 принимаются выключатели 110 кВ со следующими параметрами сквозного тока КЗ:

- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) не менее 80 кА;
- среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) не менее 31,5 кА;
- время протекания тока 3 сек.

3.3.2 Выбор ошиновки ячеек ОРУ 110 кВ

Выбор проводов ошиновки в реконструируемых ячейка ОРУ 110 кВ выполняется по длительно допустимому току [13].

Согласно результата расчета установившихся режимов, расчетный максимальный рабочий ток по ошиновке ячеек ОРУ 110 кВ (кроме ячейки шинносоединительного выключателя 110 кВ) составляет не более 581 А.

Согласно таблице 1.3.29 ПУЭ, 7-е изд. длительно допустимый ток провода АС 240/32 при температуре воздуха +25°C составляет 605 А [29]. Существующая ошиновка ячеек ОРУ 110 кВ выполнена проводами различных марок: от АС 120/19 до АС 300/39. Согласно результата расчета установившихся режимов, расчетный максимальный рабочий ток по ошиновке ячейки шинносоединительного выключателя 110 кВ составляет не более 954 А. Согласно таблице 1.3.29 ПУЭ, 7-е изд. длительно допустимый ток провода АС 500/27 при температуре воздуха +25°C составляет 960 А. Существующая ошиновка ячейки шинносоединительного выключателя 110 кВ, а также сборные шины 110 кВ выполнены проводами марки 2×АС 500/64.

Выводы по разделу.

ОРУ 110 кВ ПС Грязи выполнено по схеме №110-13Н «Две рабочие и обходная система шин». Схема присоединения ПС 220 кВ Грязи к энергосистеме не изменяется. В рамках данной работы производится замена масляных малообъемных колонковых выключателей 110 кВ на элегазовые колонковые. В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 и СТО 6947007-29.130.10.083-2011 на ПС 220 кВ Грязи принимаются к установке выключатели: с номинальным током не менее 1000 А, с отключающей способностью не менее 31,5 кА, током электродинамической стойкости не менее 80 кА.

С целью унификации сечения проводов ошиновка реконструируемых ячеек ОРУ 110 кВ выполняется проводом АС 300/39, а ошиновка ячейки шинносоединительного выключателя 110 кВ выполняется проводом 2×АС 500/64.

4 Система собственных нужд переменного тока 0,4 кВ

4.1 Общая характеристика системы собственных нужд переменного тока 0,4 кВ

На 220 кВ Грязи система собственных нужд переменного тока 0,4 кВ питается от трех трансформаторов собственных нужд ТСН-1, ТСН-2 и ТСН резервного ввода типов ТМ- 630/35/0,4, ТМ-400/35/0,4 и ТМ-400/10/0,4 соответственно по схеме явного резерва.

Щит собственных нужд располагается в здании ОПУ. ЩСН состоит из двух секций шин (1 секция; 2 секция). В составе ЩСН имеется 6 панелей: вводные – 2 шт., панель секционирования – 1 шт., панели отходящих линий – 3 шт.

Секции распределительного устройства собственных нужд подключаются по схеме явного резерва с отдельной работой ТСН, с АВР между 1 и 2 секций шин 0,4 кВ. Секции ЩСН работают отдельно. При исчезновении напряжения на одной из рабочих секций, на нее подается питание от второй, оставшейся в работе секции, автоматическим включением нормально отключенного секционного выключателя [22].

Питание новых электроприемников собственных нужд предусматривается от 3-х фазной электрической сети с системой заземления нейтрали TN-C-S напряжением 380/220 В. Разделение РЕ и N-проводников производится во вновь устанавливаемых на ОРУ 110 кВ шкафах питания приводов и обогрева элегазовых выключателей 110 кВ.

При замене выключателей 110 кВ электрическая схема щита собственных нужд переменного тока 0,4 кВ остается неизменной.

При замене выключателей 110 кВ для питания и обогрева приводов выключателей 110 кВ предусматривается:

- замена в существующем ЩСН 0,4 кВ автоматического выключателя 0,4 кВ АВ 14 на автоматический выключатель с электронным расцепителем;
- организация кольца питания вновь устанавливаемых шкафов питания и обогрева элегазовых выключателей 110 кВ;
- установка шкафов питания и обогрева приводов элегазовых выключателей на ОРУ 110 кВ.

Номинальные характеристики оборудования, сечения кабелей выбраны по номинальным параметрам сети, проверены по стойкости к токам короткого замыкания и падению напряжения.

Согласно циркуляру №Ц02-98(Э) силовые кабели 0,4 кВ проверены по условию невозгорания кабелей при действии резервных защит от токов короткого замыкания [28].

Расчеты сети 0,4 кВ переменного тока ПС 220 кВ Грязи выполнены в программном комплексе EnergyCS Электрика 3 [31].

4.2 Расчет токов короткого замыкания в сети собственных нужд переменного тока 0,4 кВ

Выбор оборудования 0,4 кВ ПС 220 кВ Грязи выполнен по номинальному напряжению, току нагрузки, наибольшим значениям тока трехфазного КЗ. Значения токов КЗ на шинах 0,4 кВ ЩСН на ПС 220 кВ Грязи рассчитаны в программном комплексе EnergyCS Электрика 3 и приведены в таблице 17 [10].

Таблица 17 - Токи короткого замыкания на шинах ЩСН 0,4 кВ

Место КЗ	Токи короткого замыкания, кА	
	Трехфазного	Ударный
1 секция ЩСН 0,4 кВ	13,2	33,66
2 секция ЩСН 0,4 кВ	7,13	18,18

4.3 Проверка мощности трансформаторов СН

Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных электроприемников, умноженной на коэффициент спроса α (значения коэффициента спроса α определены на основании СТО 56947007-29.240.40.263- 2018, Приложение А) [23].

Заключение о допустимости использования существующих трансформаторов собственных нужд ТСН-1, ТСН-2 и ТСН резервного ввода мощностью 400, 630 и 400 кВА соответственно выполняется на основании условия:

$$P_{\text{р.нов.}} \leq P_{\text{р.дем.}} \quad (3)$$

где $P_{\text{р.нов.}}$ – расчетная мощность электроприемников, проектируемых в данной работе;

$P_{\text{р.дем.}}$ – расчетная мощность демонтируемых электроприемников.

Расчет мощности потребителей собственных нужд, устанавливаемых при замене выключателей 110 кВ на ПС 220 кВ Грязи, выполнен для зимнего периода и представлен в таблицах 18, 19.

Таблица 18 – Расчет нагрузок проектируемого оборудования

Наименование потребителя	U, В	Руст., кВт	α , о.е.	Рр., кВт
Электродвигатель завода пружин привода элегазового выключателя	380	$9 \times 1,1=9,9$	0,12	1,19
Обогрев привода выключателя	220	$9 \times 1,65=14,9$	1	14,9
Штепсельная розетка в шкафу привода выключателя	220	$9 \times 3,52=31,7$	0,05	1,6
Итого:		56,5	-	17,69

Таблица 19 - Расчет нагрузок демонтируемого оборудования

Наименование потребителя	U, В	Руст., кВт	α , о.е.	Рр., кВт
Электродвигатель завода пружин привода масляного выключателя	220	$9 \times 2=18$	0,12	2,16
Обогрев привода выключателя	220	$9 \times 0,93=8,37$	1	8,37
Итого:		26,4	-	10,5

Таким образом, мощность потребителей переменного тока 0,4 кВ вновь устанавливаемых выключателей 110 кВ больше на 7,19 кВт мощности потребителей, демонтируемых масляных выключателей 110 кВ:

$$P_{\text{р.нов.}} = 17,69 \text{ кВт} > P_{\text{р.дем.}} = 10,5 \text{ кВт.}$$

Данное увеличение мощности является незначительным и не приводит к перегрузке установленных на подстанции трансформаторов собственных нужд.

4.4 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Выбор автоматических выключателей, устанавливаемых в ЩСН 0,4 кВ и в шкафах питания и обогрева приводов выключателей 110 кВ, производится по устойчивости при КЗ, по отключающей способности, динамической и термической стойкости, по максимальному рабочему току, по пусковому току электродвигателя, по чувствительности к токам КЗ в конце защищаемой линии [30].

Для установки в ЩСН принят автоматический выключатель с электронным (микропроцессорным) расцепителем, для установки в шкафы питания и обогрева приводов на ОРУ 110 кВ – автоматические выключатели с термомагнитными расцепителями [2].

Автоматические выключатели ЩСН 0,4 кВ и силовых щитов обеспечивают селективное отключение КЗ на защищаемых участках.

На 2 секции 0,4 кВ ЩСН демонтируется автоматический выключатель АВ14, установленный в панели П.21, $I_n=100$ А.

Вместо демонтированного автоматического выключателя АВ14 устанавливается автоматический выключатель $I_n=160$ А с электронным расцепителем.

4.5 Электроснабжение потребителей собственных нужд

Потребителями собственных нужд переменного тока 0,4 кВ проектируемого оборудования являются: электродвигатели привода элегазовых выключателей 110 кВ, обогрев приводов элегазовых выключателей 110 кВ, штепсельные розетки в шкафах приводов элегазовых выключателей 110 кВ.

В соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.40.263-2018, Приложение А вышеперечисленные электроприемники собственных нужд относятся ко II категории по надежности электроснабжения [23].

На ПС 220 кВ Грязи для питания силовых цепей собственных нужд вновь устанавливаемого оборудования предусмотрена установка на ОРУ 110 кВ шкафов питания и обогрева приводов элегазовых выключателей. Шкафы устанавливаются в непосредственной близости на опорных металлоконструкциях каждого выключателя 110 кВ, рядом с кабельными трассами, прокладываемым в существующих железобетонных лотках.

Питание шкафов организовано от ЩСН 0,4 кВ по принципу магистральной схемы. Один конец магистрали электроснабжения подключается к 2 секции ЩСН 0,4 кВ (автоматический выключатель АВ14), другой – к шинам 0,4 кВ существующего шкафа питания приводов и обогрева, установленного в ячейке КВЛ 110 кВ Грязи – Данков-Тепличная II цепь.

Существующий шкаф питания приводов и обогрева в ячейке КВЛ 110 кВ Грязи – Данков-Тепличная II цепь подключен к 1 секции ЩСН 0,4 кВ.

Данная схема питания приводов и обогрева выключателей 110 кВ имеет питание от двух секций ЩСН 0,4 кВ, при этом в нормальном режиме схема питается от 2 секции ЩСН 0,4 кВ, питание со стороны шкафа в ячейке КВЛ 110 кВ Грязи – Данков-Тепличная II цепь отключено. В послеаварийном режиме питание переводится от шкафа в ячейке КВЛ 110 кВ Грязи – Данков-Тепличная II цепь.

Ко вновь организуемой магистральной схеме электроснабжения шкафов питания приводов и обогрева выключателей 110 кВ подключаются существующие шкафы питания приводов и обогрева выключателей В-110 Заход правый, ОВ-110, ВЭ-110 АТ-1, ВЭ-110 АТ-2.

Вновь устанавливаемые шкафы питания и обогрева приводов элегазовых выключателей 110 кВ – заводской сборки, наружного исполнения (категория У1 по ГОСТ 15150–69, с оболочкой степенью защиты не менее IP54 по ГОСТ 14254-2015), комплектуются автоматическими выключателями с термоманнитными расцепителями и вводными выключателями-разъединителями ($I_n=100$ А) [7].

Во вновь устанавливаемые шкафы питания и обогрева приводов элегазовых выключателей В-110 Заход левый, В-110 Машзавод правая, В-110 Лев Толстой переносится питание (с сохранением существующих коммутационных аппаратов) существующих ШЗВ-60 соответствующих ТТ 110 кВ.

Выводы по разделу.

Потребителями собственных нужд переменного тока 0,4 кВ проектируемого оборудования являются: электродвигатели привода элегазовых выключателей 110 кВ, обогрев приводов элегазовых выключателей 110 кВ, штепсельные розетки в шкафах приводов элегазовых выключателей 110 кВ.

При замене выключателей 110 кВ для питания и обогрева приводов выключателей 110 кВ предусматривается:

- замена в существующем ЩСН 0,4 кВ автоматического выключателя 0,4 кВ АВ 14 на автоматический выключатель с электронным расцепителем;
- организация кольца питания вновь устанавливаемых шкафов питания и обогрева элегазовых выключателей 110 кВ;
- установка шкафов питания и обогрева приводов элегазовых выключателей на ОРУ 110 кВ.

Номинальные характеристики оборудования, сечения кабелей выбраны по номинальным параметрам сети, проверены по стойкости к токам короткого замыкания и падению напряжения. Согласно циркуляру №Ц02-98(Э) силовые кабели 0,4 кВ проверены по условию невозгорания кабелей при действии резервных защит от токов короткого замыкания.

Выполнен расчет изменения нагрузок в системе СН в результате которого было установлено, что мощность потребителей переменного тока 0,4 кВ вновь устанавливаемых выключателей 110 кВ больше на 7,19 кВт мощности потребителей, демонтируемых масляных выключателей 110 кВ. Данное увеличение мощности является незначительным и не приводит к перегрузке установленных на подстанции трансформаторов собственных нужд.

5 Молниезащита, заземление, внешняя изоляция

5.1 Молниезащита ПС

Система молниезащиты ПС 220 кВ Грязи организована существующими молниеприемниками на порталах и прожекторных мачтах. Высота молниеприемников на прожекторных мачтах высотой 30 м, на порталах ошиновки ОРУ 110 кВ – 19,35 м.

В соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.01.221-2016 система молниезащиты ПС должна быть рассчитана по требованиям не ниже II уровня защиты от прямых ударов молнии [21].

Существующая система молниезащиты ПС полностью перекрывает реконструируемую часть территории ПС 220 кВ Грязи.

План размещения существующих молниеприемников и зоны молниезащиты ПС 220 кВ Грязи представлены на листах графического материала.

5.2 Заземляющее устройство ПС

Существующее заземляющее устройство (ЗУ) ПС 220 кВ Грязи выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ-7 п. 1.7.90 и спроектировано с соблюдением требований к его сопротивлению, которое в любое время года не должно превышать 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей. Сопротивление существующего ЗУ ПС составляет 0,1 Ом, что удовлетворяет требованиям ПУЭ-7, п. 1.7.90 (не более 0,5 Ом) [15].

Горизонтальные заземлители существующего ЗУ ПС выполнены стальной полосой сечением 5×40 мм.

Опорные металлоконструкции для вновь устанавливаемых элегазовых выключателей и площадки обслуживания на ОРУ 110 кВ присоединяются к

существующему ЗУ ПС стальной горячекатаной полосой сечением 5×40 мм. Присоединение рам элегазовых выключателей 110 кВ и шкафов приводов к опорным металлоконструкциям предусматривается гибкими медными перемычками сечением 50 и 35 мм² соответственно. Заземление шкафов питания и обогрева выключателей и кабельных металлических листовых лотков на ОРУ 110 кВ выполняется гибкими медными перемычками сечением 6 мм² также на опорные металлоконструкции [20].

Для снижения величины напряжения прикосновения на рабочих местах у вновь устанавливаемых элегазовых выключателей на реконструируемой части ОРУ 110 кВ в работе предусматривается щебеночная подсыпка глубиной 200 мм вокруг фундаментов элегазовых выключателей 110 кВ [35].

В работе предусматривается установка оборудования с микропроцессорной аппаратурой в помещении релейного зала в здании ОПУ. Существующая система уравнивания потенциалов в помещении релейного зала в здании ОПУ выполнена путем объединения стальных закладных элементов под релейные панели между собой и присоединением их к наружному контуру ЗУ ПС.

Все соединения горизонтальных заземлителей между собой, с вертикальными заземлителями и с заземляющими проводниками, соединения ШУП с заземляющими проводниками и наружным контуром ЗУ выполняются сваркой внахлест двумя сплошными сварными швами длиной не менее 50 мм. Присоединение заземляющих проводников к вновь устанавливаемому оборудованию на ОРУ 110 кВ, металлическим кабельным лоткам, вновь устанавливаемым шкафам с микропроцессорной аппаратурой выполняется болтовым разборным соединением в соответствии с ГОСТ 10434-84, класс 2, группа А, Б [6].

Долговечность заземляющего устройства обеспечивается защитным покрытием в два слоя мест входа в грунт и мест сварных соединений на открытом воздухе заземлителей и заземляющих проводников: у мест входа в грунт - на 20 см выше и ниже поверхности грунта, в местах сварных

соединений - полностью сварной шов и на 5-10 см в обе стороны от сварного шва. Для защитного покрытия применяется грунт-эмаль антикоррозионная черная.

Схема заземления вновь устанавливаемых элегазовых выключателей на ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Грязи представлена на листах графического материала.

5.3 Внешняя изоляция электрооборудования ОРУ 110 кВ

При эксплуатации данного электроэнергетического объекта не выявлены источники повышенного природного или промышленного загрязнения изоляции электрооборудования ПС.

Расстояние от ПС до автодороги общего пользования – 80 м.

В работе принимается 2 степень загрязнения атмосферы согласно ПУЭ-7, таблица 1.9.1, таблица 1.9.15.

Удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции (λ_3) проводов и электрооборудования ОРУ 110 кВ для II степени загрязнения атмосферы (для подстанционной изоляции) равна 2,25 см/кВ согласно ГОСТ 9920-89, Приложение 2 [5].

В работе документацией предусматривается к установке высоковольтное оборудование с фарфоровой/полимерной изоляцией.

Длина пути утечки опорной изоляции на ОРУ 110 кВ должна быть не менее:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot k, \quad (4)$$

где U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение равное 126 кВ по ГОСТ 721-77 [3].

$$L = 2,25 \cdot 126 \cdot 1 = 283,5 \text{ см.}$$

В работе принимаются к установке элегазовые выключатели 110 кВ с длиной пути утечки не менее 283,5 см.

Выводы по разделу.

Система молниезащиты ПС 220 кВ Грязи организована существующими молниеприемниками на порталах и прожекторных мачтах. Высота молниеприемников на прожекторных мачтах высотой 30 м, на порталах ошиновки ОРУ 110 кВ – 19,35 м.

Существующая система молниезащиты ПС полностью перекрывает реконструируемую часть территории ПС 220 кВ Грязи.

Сопротивление существующего ЗУ ПС составляет 0,1 Ом, что удовлетворяет требованиям ПУЭ-7, п. 1.7.90 (не более 0,5 Ом).

Опорные металлоконструкции для вновь устанавливаемых элегазовых выключателей и площадки обслуживания на ОРУ 110 кВ присоединяются к существующему ЗУ ПС стальной горячекатаной полосой сечением 5×40 мм. Присоединение рам элегазовых выключателей 110 кВ и шкафов приводов к опорным металлоконструкциям предусматривается гибкими медными перемычками сечением 50 и 35 мм² соответственно.

6 Релейная защита на ПС

ПС 220 кВ Грязи на данном этапе по архитектуре построения вторичных систем и их взаимосвязей является ПС I типа, так как:

- обмен информацией между ИЭУ осуществляется преимущественно дискретными и аналоговыми электрическими сигналами, передаваемыми по контрольному кабелю;
- информационный обмен с верхним уровнем ПС осуществляется цифровыми сигналами с использованием стандартного протокола MMS.

Оборудование релейной защиты и автоматики присоединений 110 кВ размещается в здании ОПУ в помещении главного щита управления (ГЩУ). В помещении ГЩУ расположен щит управления (ЩУ), щит постоянного тока (ЩПТ) щит собственных нужд (ЩСН), а также оборудование АИИС КУЭ. Оборудование РЗА и ПА в основном выполнено на базе электромеханических реле, морально и физически устарело. До проведения данной реконструкции выполнена частичная замена устройств РЗА на микропроцессорные.

Для заменяемых выключателей 110 кВ предусматривается замена существующих устройств автоматики управления выключателем, АПВ и УРОВ на типовые шкафы ШЭТ (9 шт.), которые должны выполняться в соответствии с требованиями СТО 56947007-33.040.20.285-2019 «Типовые шкафы ШЭТ РЗА сборных шин, ошинок и шинных аппаратов 6-750 кВ. Архитектура I типа» [25], СТО 56947007-33.040.20.282-2019 «Типовые шкафы ШЭТ РЗА ЛЭП 110 - 750 кВ. Архитектура I типа» [24].

Перечень заменяемых панелей автоматики управления выключателей 110 кВ приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Панели автоматики и управления заменяемых выключателей 110 кВ

Присоединение	Название электроавтоматики, номер панели	Год выпуска	Ориентировочный перечень устанавливаемых типовых шкафов
ВЛ 110 кВ Грязи - Сухая Лубна с отпайкой на ПС Куймань (ВЛ 110 кВ Лебединь правая)	Цепи управления, АПВ и автоматики Панель 85	1985	ШЭТ 221.09-0 ¹ (КСЗ РС, УРОВ, АУВ)
ВЛ 110 кВ Грязи – Лебединь Левая (ВЛ 110 кВ Заход левая)	Цепи управления, АПВ и автоматики Панель 92	1983	ШЭТ 221.09-0 ¹ (КСЗ РС, УРОВ, АУВ)
ВЛ 110кВ Грязи - Ольховец (ВЛ 110кВ Ольховец)	Цепи управления, АПВ и автоматики Панель 66	1987	ШЭТ 221.09-0 ¹ (КСЗ РС, УРОВ, АУВ)
ВЛ 110 Грязи-Астапово (ВЛ 110 Лев Толстой)	Цепи управления, АПВ и автоматики Панель 114	1988	ШЭТ 221.09-0 ¹ (КСЗ РС, УРОВ, АУВ)
ВЛ 110кВ Грязи - Компрессорная левая (ВЛ 110 Компрессорная левая)	Цепи управления, АПВ и автоматики Панель 95	1986	ШЭТ 221.09-0 ¹ (КСЗ РС, УРОВ, АУВ)
ВЛ 110 кВ Грязи - Компрессорная правая (ВЛ 110 кВ Компрессорная правая)	Цепи управления, АПВ и автоматики Панель 95	1986	ШЭТ 221.09-0 ¹ (КСЗ РС, УРОВ, АУВ)
ВЛ 110 кВ Грязи-Нива с отпайкой на ПС Машзавод Левая (ВЛ 110 кВ Машзавод левая)	Цепи управления, АПВ и автоматики Панель 65	1997	ШЭТ 221.09-0 ¹ (КСЗ РС, УРОВ, АУВ)
ВЛ 110 кВ Грязи-Нива с отпайкой на ПС Машзавод Правая (ВЛ 110 кВ Машзавод правая)	Цепи управления, АПВ и автоматики Панель 65	1997	ШЭТ 221.09-0 ¹ (КСЗ РС, УРОВ, АУВ)
ШСВ-110 кВ	Цепи управления, АПВ и автоматики Панель 88	1983	ШЭТ 451.01-0 ² (КСЗ, УРОВ, АПВ, АУВ, РАС)
<p>Примечания</p> <p>1 В составе ШЭТ 221.09-0 ВЛ 110 кВ функция КСЗ РС не используется. Данный тип ШЭТ принят к установке по согласованию с центральной службой РЗА и АСУ ТП ПМЭС для возможности ввода функции КСЗ РС при дальнейшей реконструкции ПС 220 кВ Грязи.</p> <p>2 В составе ШЭТ 451.01-0 ШСВ 110 кВ функция КСЗ не используется. У ТТ ТФЗМ- 110Б в цепи ШСВ 110 кВ нет возможности подключить новый шкафа ШЭТ 451.01-0 к керну классом 10Р для реализации функции КСЗ. Замена трансформатора тока не предусматривается. Реализовать функцию КСЗ в составе шкафа ШЭТ 451.01-0 возможно после замены ТТ при дальнейшей реконструкции ПС 220 кВ Грязи.</p>			

Существующий комплекс РЗА ВЛ 110 кВ и ШСВ 110 кВ выполнен в основном на электромеханической базе. Ранее для ВЛ 110 кВ Грязи - Сухая Лубна с отпайкой на ПС Куймань (ВЛ 110 кВ Лебединь Правая) была

выполнена замена панели ПДЭ-2802 (панель № 61) на типовой шкаф ШЭТ 220.04-0-ШЭРА производства АО «Радиус Автоматика» (шкаф №33). В таблице 21 приведен перечень панелей существующего комплекса РЗ ШСВ 110 кВ и ВЛ 110 кВ, на которых предусматривается замена выключателей в рамках данной работы.

Таблица 21 – существующий комплекс РЗА ВЛ 110 кВ и ШСВ 110 кВ

Присоединение	Название электроавтоматики	Тип, место установки, номер панели, шкафа	Год выпуска
ВЛ 110 кВ Грязи - Сухая Лубна с отпайкой на ПС Куймань (ВЛ 110 кВ Лебединь правая)	ФЗЛ с ВЧБ, КСЗ	ШЭТ 220.04-0-ШЭРА Панель 33	2021
	Реле тока УРОВ, резервные защиты	ЭПЗ1636. Панель 84	1985
ВЛ 110 кВ Грязи – Лебединь Левая (ВЛ 110 кВ Заход левая)	ДЗЛ	ЭПЗ1638 ¹ . Панель 91	1983
	ПДЗЛ	ЭПЗ 1637. Панель 90	1983
	Реле тока УРОВ, резервные защиты	ЭПЗ1636. Панель 89	1983
ВЛ 110 кВ Грязи – Ольховец (ВЛ-110 кВ Ольховец)	Реле тока УРОВ, резервные защиты	ЭПЗ1636. Панель 67	1987
ВЛ 110 Грязи - Астапово (ВЛ 110 Лев Толстой)	Реле тока УРОВ, резервные защиты	ЭПЗ1636. Панель 113	1988
ВЛ 110 кВ Грязи - Компрессорная левая (ВЛ 110 Компрессорная левая)	ПДЗЛ	ЭПЗ 1637. Панель 97	1986
	Реле тока УРОВ, резервные защиты	ЭПЗ 1636. Панель 96	1986
ВЛ 110 кВ Грязи - Компрессорная правая (ВЛ-110 кВ Компрессорная правая)	ПДЗЛ	ЭПЗ 1637. Панель 97	1986
	Реле тока УРОВ, резервные защиты	ЭПЗ 1636. Панель 94	1986
ВЛ 110 кВ Грязи - Нива с отпайкой на ПС Машзавод Левая (ВЛ 110 кВ Машзавод левая)	Реле тока УРОВ, резервные защиты	ЭПЗ1640. Панель 64	1997
ВЛ 110 кВ Грязи - Нива с отпайкой на ПС Машзавод Правая (ВЛ 110 кВ Машзавод правая)	Реле тока УРОВ, резервные защиты	ЭПЗ1640. Панель 64	1997
ШСВ-110 кВ	Реле тока УРОВ, резервные защиты (МФТО, МТЗ, ТЗНП)	КЗ-9, КЗ-12, КЗ-15. Панель 74	1983
Примечание 1 Для ВЛ 110 кВ Заход левая и ВЛ 110 кВ Заход правая в ОПУ на место №43 установлена панель ДЗЛ с КСЗ производства НПП «ЭКРА», которая в настоящее время не введена в работу.			

Схема размещения устройств ИТС по трансформаторам тока и напряжения присоединений 110 кВ приведена на листах графического материала. По согласованию с центральной службой РЗА и АСУ ТП ПМЭС новые шкафы АУВ планируется установить в помещении ГЩУ напротив панелей №33 – 38 (6 шт.) и вместо выведенных из работы панелей № 61-63 (3 шт.), которые предварительно необходимо демонтировать. Для установки новых шкафов ШЭТ необходимо предусмотреть металлическую подставку высотой 200 мм для прокладки контрольных кабелей под панелями. Схема размещения новых шкафов в ОПУ приведена на листах графического материала.

«Использование МП устройств является современной тенденцией и дает существенные преимущества, в числе которых:

- реализация новых принципов и улучшенных характеристик;
- удобство при наладке и эксплуатации;
- возможность интегрировать устройства РЗА в АСУ ТП;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения;
- возможность осуществления в одном устройстве, наряду с функциями РЗА, таких вспомогательных функций, как осциллографирование, регистрация событий, определение места повреждения» [16].

Комплексы РЗА должны выполняться в соответствии с нормами технологического проектирования (НТП) ПАО «ФСК ЕЭС», ПУЭ, ПТЭ и другими действующими в РФ нормативными материалами и обеспечивать предъявляемые к ним требования по селективности, быстродействию, чувствительности и надежности.

Выводы по разделу.

Оборудование релейной защиты и автоматики присоединений 110 кВ размещается в здании ОПУ в помещении главного щита управления (ГЩУ). В помещении ГЩУ расположен щит управления (ЩУ), щит постоянного тока

(ЩПТ) щит собственных нужд (ЩСН), а также оборудование АИИС КУЭ. Оборудование РЗА и ПА в основном выполнено на базе электромеханических реле, морально и физически устарело. До проведения данной реконструкции выполнена частичная замена устройств РЗА на микропроцессорные.

Для заменяемых выключателей 110 кВ предусматривается замена существующих устройств автоматики управления выключателем, АПВ и УРОВ на типовые шкафы ШЭТ 221.09-0 и ШЭТ 451.01-0.

«Использование МП устройств является современной тенденцией и даст существенные преимущества, в числе которых:

- реализация новых принципов и улучшенных характеристик;
- удобство при наладке и эксплуатации;
- возможность интегрировать устройства РЗА в АСУ ТП;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения;
- возможность осуществления в одном устройстве, наряду с функциями РЗА, таких вспомогательных функций, как осциллографирование, регистрация событий, определение места повреждения» [16].

Заключение

Целью работы является разработка мероприятий по замене существующих масляных выключателей на колонковые с элегазовой изоляцией (ВМ-110 Заход левый, ВМ-110 Компрессорная левая, ВМ-110 Компрессорная правая, ВМ-110 Лебедянь правая, ВМ-110 Лев Толстой, ВМ-110 Машзавод левая, ВМ-110 Машзавод правая, ВМ-110 Ольховец, ВМ-110 ШСВ) совместно с реконструкцией системы собственных нужд и устройств автоматики управления данных выключателей.

Результаты расчётов электрических режимов показали, что во всех рассмотренных режимно-балансовых условиях в нормальной и ремонтных схемах, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах токовая загрузка ЛЭП и сетевого оборудования не превышает допустимых значений.

В режимах зимних максимальных нагрузок 2025 г. и 2030 г. (-27°C) при аварийном отключении АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Мичуринская в условиях ремонта АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Мичуринская выявлено снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Мичуринская ниже минимально допустимого значения 93 кВ. Для ввода режима в область допустимых значений необходимо увеличить напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Мичуринская путём повышения напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Грязи посредством перевода РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Грязи из положения 9 в положение 7.

В остальных случаях уровни напряжения на шинах ПС 110 кВ и выше в исследуемом энергорайоне в нормальной и рассмотренных ремонтных схемах, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах находятся в области допустимых значений. Установка устройств компенсации реактивной мощности не требуется.

Увеличение токов короткого замыкания на шинах ПС 220 кВ Грязи и шинах подстанций прилегающей сети 110 кВ – 220 кВ на год ввода объекта в эксплуатацию (2025 г.) и на перспективу 5 лет (2030 г.) в связи с

реконструкцией ПС 220 кВ Грязи не ожидается, в разработке мероприятий по ограничению токов короткого замыкания нет необходимости.

ОРУ 110 кВ ПС Грязи выполнено по схеме №110-13Н «Две рабочие и обходная система шин». Схема присоединения ПС 220 кВ Грязи к энергосистеме не изменяется. В рамках данной работы производится замена масляных малообъемных колонковых выключателей 110 кВ на элегазовые колонковые. В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 и СТО 6947007-29.130.10.083-2011 на ПС 220 кВ Грязи принимаются к установке выключатели: с номинальным током не менее 1000 А, с отключающей способностью не менее 31,5 кА, током электродинамической стойкости не менее 80 кА.

С целью унификации сечения проводов ошиновка реконструируемых ячеек ОРУ 110 кВ выполняется проводом АС 300/39, а ошиновка ячейки шинносоединительного выключателя 110 кВ выполняется проводом 2×АС 500/64.

Потребителями собственных нужд переменного тока 0,4 кВ проектируемого оборудования являются: электродвигатели привода элегазовых выключателей 110 кВ, обогрев приводов элегазовых выключателей 110 кВ, штепсельные розетки в шкафах приводов элегазовых выключателей 110 кВ.

При замене выключателей 110 кВ для питания и обогрева приводов выключателей 110 кВ предусматривается:

- замена в существующем ЩСН 0,4 кВ автоматического выключателя 0,4 кВ АВ 14 на автоматический выключатель с электронным расцепителем;
- организация кольца питания вновь устанавливаемых шкафов питания и обогрева элегазовых выключателей 110 кВ;
- установка шкафов питания и обогрева приводов элегазовых выключателей на ОРУ 110 кВ.

Номинальные характеристики оборудования, сечения кабелей выбраны по номинальным параметрам сети, проверены по стойкости к токам короткого замыкания и падению напряжения. Согласно циркуляру №Ц02-98(Э) силовые кабели 0,4 кВ проверены по условию невозгорания кабелей при действии резервных защит от токов короткого замыкания [28].

Выполнен расчет изменения нагрузок в системе СН в результате которого было установлено, что мощность потребителей переменного тока 0,4 кВ вновь устанавливаемых выключателей 110 кВ больше на 7,19 кВт мощности потребителей, демонтируемых масляных выключателей 110 кВ. Данное увеличение мощности является незначительным и не приводит к перегрузке установленных на подстанции трансформаторов собственных нужд.

Система молниезащиты ПС 220 кВ Грязи организована существующими молниеприемниками на порталах и прожекторных мачтах. Высота молниеприемников на прожекторных мачтах высотой 30 м, на порталах ошиновки ОРУ 110 кВ – 19,35 м.

Существующая система молниезащиты ПС полностью перекрывает реконструируемую часть территории ПС 220 кВ Грязи.

Сопrotивление существующего ЗУ ПС составляет 0,1 Ом, что удовлетворяет требованиям ПУЭ-7, п. 1.7.90 (не более 0,5 Ом).

Опорные металлоконструкции для вновь устанавливаемых элегазовых выключателей и площадки обслуживания на ОРУ 110 кВ присоединяются к существующему ЗУ ПС стальной горячекатаной полосой сечением 5×40 мм. Присоединение рам элегазовых выключателей 110 кВ и шкафов приводов к опорным металлоконструкциям предусматривается гибкими медными перемычками сечением 50 и 35 мм² соответственно.

Оборудование релейной защиты и автоматики присоединений 110 кВ размещается в здании ОПУ в помещении главного щита управления (ГЩУ). В помещении ГЩУ расположен щит управления (ЩУ), щит постоянного тока (ЩПТ) щит собственных нужд (ЩСН), а также оборудование АИИС КУЭ.

Оборудование РЗА и ПА в основном выполнено на базе электромеханических реле, морально и физически устарело. До проведения данной реконструкции выполнена частичная замена устройств РЗА на микропроцессорные.

Для заменяемых выключателей 110 кВ предусматривается замена существующих устройств автоматики управления выключателем, АПВ и УРОВ на типовые шкафы ШЭТ 221.09-0 и ШЭТ 451.01-0.

«Использование МП устройств является современной тенденцией и даст существенные преимущества, в числе которых:

- реализация новых принципов и улучшенных характеристик;
- удобство при наладке и эксплуатации;
- возможность интегрировать устройства РЗА в АСУ ТП;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения;
- возможность осуществления в одном устройстве, наряду с функциями РЗА, таких вспомогательных функций, как осциллографирование, регистрация событий, определение места повреждения» [16].

Список используемой литературы и источников

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование: учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 15.12.2023).
3. ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200005016> (дата обращения 22.04.2024).
4. ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200011565> (дата обращения 22.04.2024).
5. ГОСТ 9920-89 (СТ СЭВ 6465-88, МЭК 815-86, МЭК 694-80) Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200006927> (дата обращения 22.04.2024).
6. ГОСТ 10434-84 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования (с Изменениями N 1, 2, 3) [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200007235> (дата обращения 22.04.2024).
7. ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP) (с Поправками) [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200136066> (дата обращения 22.04.2024).
8. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия

климатических факторов внешней среды [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200003320> (дата обращения 22.04.2024).

9. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия (с Изменением N 1) [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (дата обращения 22.04.2024).

10. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200052838> (дата обращения: 27.12.2023).

11. ГОСТ Р 58670-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169613> (дата обращения 01.05.2024).

12. Оборудование, материалы и системы, допущенные к применению на объектах ПАО «Россети» (Раздел I. Первичное оборудование) [Электронный ресурс]: URL: <https://www.rosseti.ru/suppliers/technical-policy/equipment-quality-control/> (дата обращения 21.04.2024).

13. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 09.12.2023).

14. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (с изменениями на 12 апреля 2024 года). Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года N 937 [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/550919677?marker=65E0IS> (дата обращения 25.04.2024).

15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный

ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 25.12.2023).

16. РД 34.35.310-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036168> (дата обращения 25.12.2023).

17. СП 131.13330.2020 Строительная климатология [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/573659358> (дата обращения 25.04.2024).

18. СТО 56947007-29.130.10.083-2011 Типовые технические требования к элегазовым выключателям напряжением 10-750 кВ (с Изменениями от 12.12.2014). [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088710> (дата обращения 23.04.2024).

19. СТО 56947007-29.130.10.095-2011 Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088425/titles> (дата обращения 23.04.2024).

20. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200094403> (дата обращения 25.12.2023).

21. СТО 56947007-29.240.01.221-2016 Руководство по защите электрических сетей напряжения 110-750 кВ от грозových и внутренних перенапряжений [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200135231> (дата обращения 01.05.2024).

22. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/898914295> (дата обращения 25.12.2023).

23. СТО 56947007-29.240.40.263-2018 Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения. Стандарт организации

[Электронный ресурс]: URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293732/4293732537.pdf> (дата обращения 01.05.2024).

24. СТО 56947007-33.040.20.282-2019 Типовые шкафы ШЭТ РЗА ЛЭП 110 - 750 кВ. Архитектура I типа [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/564138877> (дата обращения 01.05.2024).

25. СТО 56947007-33.040.20.285-2019 Типовые шкафы ШЭТ РЗА сборных шин, ошинок и шинных аппаратов 6-750 кВ. Архитектура I типа [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/564139052> (дата обращения 01.05.2024).

26. Схемы и программы перспективного развития ЕЭС России. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/dev-sch/> (дата обращения: 01.05.2024).

27. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем». Утверждены приказом Минэнерго России от 03.08.2018 N 630 [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/Method_uk_ust_2018.pdf (дата обращения: 01.05.2024).

28. Циркуляр Ц-02-98(Э) О проверке кабелей на возгорание при воздействии тока короткого замыкания [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200041454> (дата обращения 25.12.2023).

29. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учеб. пособие. 3-е изд. М.: ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 21.12.2023).

30. Chapman S.J. Instructor's Manual to accompany Electric Machinery and Power System Fundamentals, Second Edition. USA: McGraw-Hill, 2011. 307 p.

31. EnergyCS Электрика 3. Официальный сайт. [Электронный ресурс]:

URL: <https://www.energycs.ru/programs/energycs-electrica/> (дата обращения 01.05.2024).

32. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.

33. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.

34. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. - McGraw Hill Professional, 2017. 368 p.

35. Whitaker J.C. AC power systems. 4rd ed. California: CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, 2014. 428 p.