

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 ОРУ 35 кВ подстанции 110/35/6 «Коксогаз»

Обучающийся

Р.Р. Багаутдинов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2025

Аннотация

Бакалаврская работа посвящена вопросам реконструкции открытого распределительного устройства напряжением 35 кВ подстанции Коксогаз.

В работе дана краткая характеристика самой подстанции и её положения в энергосистеме. Определены направления разрабатываемой реконструкции. Произведен обзор развития электрической сети в районе расположения подстанции, определены объёмы вводимых и выводимых из эксплуатации мощностей в энергосистеме. Произведен расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции.

Выбрана схема ОРУ и устанавливаемого в нем оборудования и ошиновки. Все аппараты, выбранные для установки, соответствуют номинальному напряжению, выбраны по максимальным токам и проверены на устойчивость к токам короткого замыкания. Выполнен расчёт системы собственных нужд подстанции, определены сечения питающих линий и токи расцепителей автоматических выключателей к шкафам обогрева приводов выключателей и разъединителей.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 56 страниц, содержит 8 таблиц и 2 рисунка. Список используемых источников содержит 30 наименований. Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Коксогаз	10
1.1 Развитие электрической сети и электрическая нагрузка подстанций на перспективу в районе расположения ПС 110 кВ Коксогаз	10
1.2 Анализ расчетов токов КЗ	12
2 Выбор основного оборудования ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз	19
2.1 Предлагаемые технические решения по техническому перевооружению ОРУ 35 кВ Коксогаз.....	19
2.2 Компонировочные решения	19
2.3 Заземление и молниезащита ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз.....	20
2.4 Выбор и проверка проектируемого оборудования ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз.....	24
2.4.1 Общее положение по выбору оборудования	24
2.4.2 Выбор выключателей на ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз.....	26
2.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока в ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз	35
2.4.4 Выбор и проверка разъединителей в ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз	37
2.4.5 Выбор ограничителей перенапряжений в ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз	39
3 Электроснабжение собственных нужд ОРУ 35 кВ.....	46
3.1 Выбор конструктивных и инженерно-технических решений	46
3.2 Собственные нужды ОРУ 35 кВ.....	46
3.3 Этапность реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ	47
Заключение	51
Список используемой литературы	53

Введение

ПС 110/35 кВ Коксогаз предназначена для приема и распределения электрической энергии напряжением 110, 35 и 6 кВ по территории Дмитровского городского округа Московской области.

«Внешнее электроснабжение ПС №172 Коксогаз осуществляется по ВЛ 110 кВ Новософрино - Коксогаз I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Новософрино - Коксогаз II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Коксогаз - Перемилово, ВЛ 110 кВ Коксогаз - Дмитров ВЛ 35 кВ Коксогаз - Тяговая-3, ВЛ 35 кВ Коксогаз - Тяговая-В, ВЛ 35 кВ Коксогаз - Инженерная, ВЛ 35 кВ Коксогаз - Подъячево, ВЛ 110 кВ Коксогаз - Икша II.

В настоящее время на ПС 110 кВ № 172 Коксогаз в эксплуатации находится:

- два трехфазных трансформатора типа ТДТН-25000/110/35/6, напряжением 110/35/6 кВ, мощностью 25000 кВ·А.
- открытое распределительное устройство 110 кВ выполнено на базе типовой схемы № 110-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин».
- открытое распределительное устройство 35 кВ выполнено на базе типовой схемы № 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [29].

Существующее высоковольтное оборудование ОРУ 35 кВ представлено выключателями С-35М-630-10 1983 г.в. с приводом на постоянном токе ШПЭ-12; разъединителями РДЗ II 35/1000 2001 г.в., РЛНД 35/600 с ручными приводами управления; выносными трансформаторами тока ТОЛ-35 III-II 2019 г.в., ТФН-35, вентильными разрядниками РВС-35, трансформаторами напряжения ЗНОМ-35 кВ.

На рисунке 1 приведена существующая электрическая схема ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз.

№ ячеек	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Наименование присоединения существующие	ВЛ 35 кВ Инженерная	Резерв	Резерв	Трансформатор Т-2, РВС 35 кВ 2 СШ 35 кВ	ШСВ, ТН 35 кВ 2 СШ 35 кВ	ВЛ 35 кВ Подстанции, РВС 35 кВ 1 СШ 35 кВ	ТН 35 кВ 1 СШ 35 кВ	ВЛ 35 кВ Тяговая-3	Трансформатор Т-1	ВЛ 35 кВ Тяговая-В

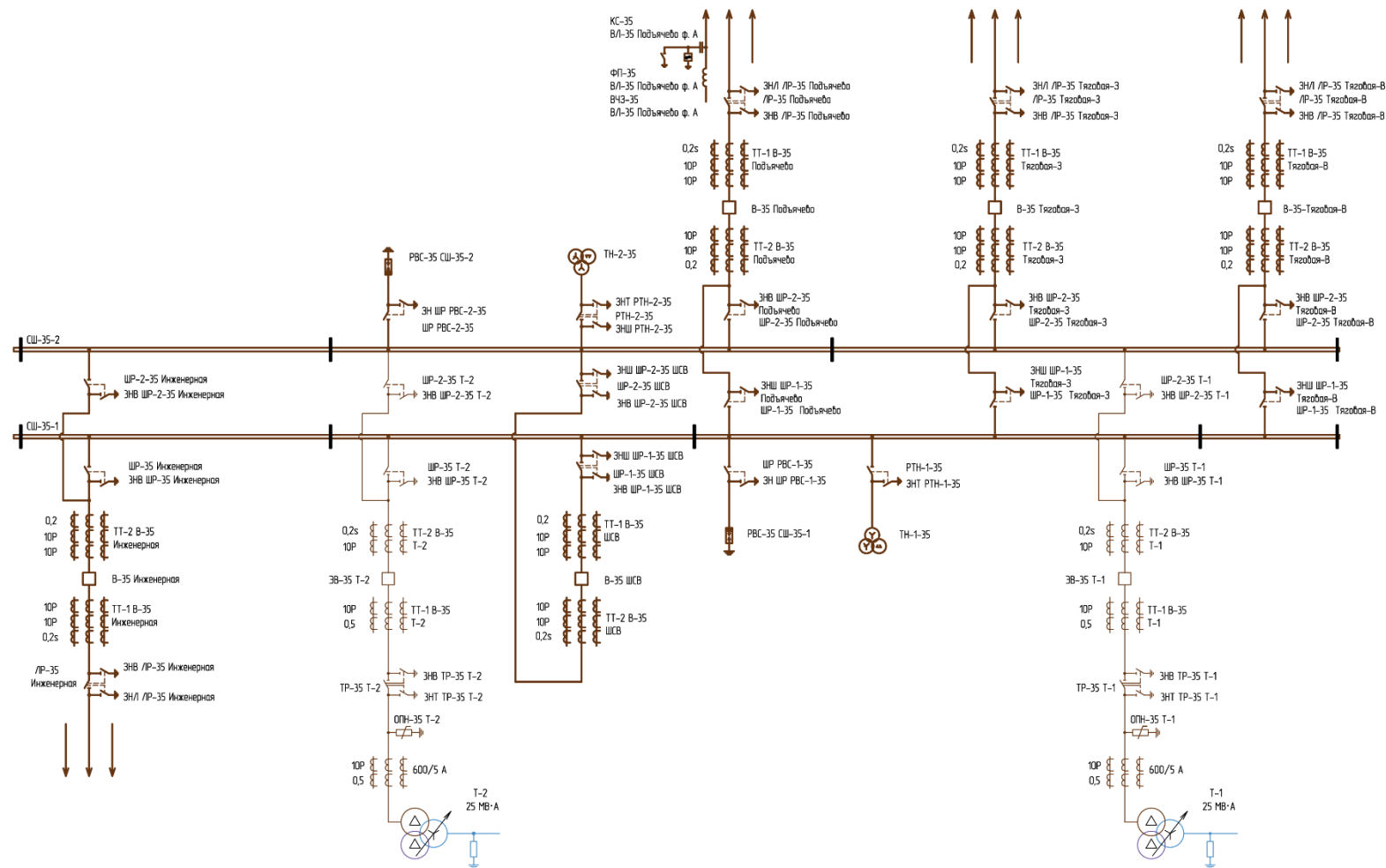


Рисунок 1 - Электрическая схема ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз

При выполнении реконструкции ПС 110 кВ Коксогаз, демонтажу подлежит оборудование и порталы ОРУ 35 кВ, опорные конструкции высоковольтного оборудования.

Оборудование ОРУ 35 кВ введено в эксплуатацию более 30 лет назад, морально и физически устарело.

На данный момент ПС 110 кВ №172 Коксогаз частично реконструирована. В 2015 году на ОРУ 35 кВ в ячейках Т-1 и Т-2 было заменено высоковольтное оборудование на выключатели элегазовые баковые ВГБ-35 12,5/630 УХЛ1 с электромагнитным приводом на постоянном токе, разъединители РГП-35/1000-20 УХЛ1 с электродвигательными приводами ПД-14П на постоянном токе.

На территории ПС 110 кВ №172 Коксогаз, в непосредственной близости от ОРУ 35 кВ расположено здание ОПУ, из которого осуществляется питание, обогрев и управление оборудованием ОРУ 35 кВ.

«Оперативный ток на подстанции - постоянный, напряжение - 220 В и 110 В.

Щиты собственных нужд постоянного и переменного тока, аккумуляторная батарея, панели защит расположены в существующем здании ОПУ.

Питание нагрузок собственных нужд осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд мощностью по 1000 кВ·А каждый» [30].

Решения по замене оборудования выполняются поэтапно для бесперебойного электроснабжения потребителей.

На основании задания на ОРУ 35 кВ ПС №172 Коксогаз предусматривается:

- замена выключателей масляных типа С-35 на выключатели элегазовые баковые – 5 шт.;
- замена разъединителей трехполюсных с ручным приводом типа РЛНД-35 на разъединители трехполюсные с двигательным приводом для главных и заземляющих ножей – 16 шт.;

- замена трансформаторов напряжения масляных 35 кВ типа ЗНОМ-35 У1 на трансформаторы напряжения с литой изоляцией – 6 шт.;
- замена разрядников 35 кВ на ограничители перенапряжений нелинейные 35 кВ – 6 шт.

В работе предусматривается замена системы шин ОРУ 35 кВ, замена ошиновки и спусков к оборудованию с аппаратными зажимами.

Вновь проектируемые аппараты 35 кВ, устанавливаются вместо демонтируемого оборудования.

В связи с установкой выключателей со встроенными трансформаторами тока, существующие трансформаторы тока в линейных ячейках демонтируются. Вновь устанавливаемое электротехническое оборудование поставляется высокой заводской готовности с опорными стойками заводского изготовления. Опорная стойка под выключатель с площадкой обслуживания изготавливается дополнительно.

На ПС 110 кВ №172 Коксогаз для защит присоединений 110 кВ установлены шкафы защиты производства ОАО «ЧЭАЗ». Учитывая это, в целях унификации вторичного оборудования, что приводит к экономии средств по обслуживанию оборудования, в данной работе рекомендуется установка шкафов ОАО «ЧЭАЗ». В рамках данных работ предусматривается оснащение устройствами РЗА следующих присоединений ПС 110 кВ №172 Коксогаз:

- ВЛ 35 кВ Коксогаз-Инженерная;
- ВЛ 35 кВ Коксогаз-Подъячево;
- ВЛ 35 кВ Коксогаз-Тяговая-3;
- ВЛ 35 кВ Коксогаз-Тяговая-В;
- ШСВ 35 кВ;
- ТН 1 СШ 35 кВ;
- ТН 2 СШ 35 кВ.

Для реконструируемых присоединений на ОРУ 35 кВ устанавливаются шкафы зажимов вторичной коммутации (ШЗВ, ШЗТН, ШОБР).

В настоящее время на ПС 110 кВ Коксогаз функционирует комплекс телемеханики «Elcomtech». Комплекс осуществляет сбор телесигнализации положения коммутационных аппаратов и АПТС, вывод команд управления выключателями, измерение параметров сети 110 кВ, 35 кВ, 6 кВ, измерение температуры воздуха и т.п. Комплекс телемеханики располагается в напольном шкафу MST. Для сбора, обработки, хранения и передачи информации предусмотрены два сервера, размещенные в серверном шкафу телемеханики.

В рамках отдельных работ предусматривается модернизации телемеханики в части реконструкции ОРУ 110 кВ.

ТМ на реконструируемом объекте представляет собой иерархичную трехуровневую систему: нижний, с средний и верхний уровень.

Проектируемый нижний уровень представляет собой комплекс технических средств, в который входят:

- модули дискретных входов 110 В;
- модули дискретных выходов 110 В;
- микропроцессорные преобразователи измерений;
- терминалы МП РЗА.

Система учета электроэнергии (СУЭ) ПС 110 кВ Коксогаз предназначена для организации автоматизированного измерения и учета электроэнергии и мощности. В настоящее время на ПС 110 кВ Коксогаз функционирует система учета электроэнергии на базе счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, Меркурий 230 и СЭТ3а.

«Целью модернизации СУЭ ПС 110 кВ Коксогаз является измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей и обеспечение своевременной, полной и достоверной информацией, необходимой для расчетов, об объемах поступившей и отпущенной электроэнергии в технологическом процессе функционирования ПС 110 кВ Коксогаз, сведение баланса по ПС» [25].

«Система представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящих из:

- первичных преобразователей - трансформаторов тока и напряжения;
- первичных средств учета - цифровых счетчиков электроэнергии.

Счетчик электрической энергии производит непрерывную цифровую обработку входных аналоговых сигналов, поступающих от измерительных трансформаторов тока и напряжения. Полученные данные хранятся в энергонезависимой памяти счетчика» [26].

Считывание информации со счетчиков производится визуально с дисплея счетчика.

Предусмотрено расширение существующей СУЭ ПС 110 кВ Коксогаз в рамках реконструкции ОРУ 35 кВ. В рамках выполнения работ предусматривается установка счетчиков электрической энергии на присоединениях 35 кВ. Всего проектируется 6 точек учёта.

Целью бакалаврской работы является повышение надежности функционирования ПС 110/35/6 кВ Коксогаз за счет реконструкции ОРУ 35 кВ.

1 Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Коксогаз

1.1 Развитие электрической сети и электрическая нагрузка подстанций на перспективу в районе расположения ПС 110 кВ Коксогаз

Заходы ВЛ 220 кВ Ярцево – Радуга на ПС 220 кВ Дмитров.

Планируется сооружение заходов (ориентировочная протяженность $1 \times 16,31$ и $1 \times 16,42$ км, пропускная способность не менее 1000 А при ТНВ -5°C и 860 А при ТНВ $+25^{\circ}\text{C}$) ВЛ 220 кВ Ярцево – Радуга на ПС 220 кВ Дмитров с образованием ВЛ 220 кВ Ярцево – Дмитров и ВЛ 220 кВ Дмитров – Радуга.

Реализация указанных мероприятий необходима для обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей (ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» ПС 110 кВ Долино АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна»).

Срок реализации мероприятий – 2023 год.

Данное Мероприятие предусмотрено проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2022–2028 годов и планируется в 2026 году.

ПС 220/110/10 кВ Дмитров.

В настоящее время на ПС 220/110/10 кВ Дмитров установлены два автотрансформатора мощностью 2×125 МВА напряжением 220/110/10 кВ (1982 и 1987 года ввода в эксплуатацию).

К сети 220 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Дмитров – Темпы I цепь;
- ВЛ 220 кВ Дмитров – Темпы II цепь.

К сети 110 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Вербилки – Дмитров;
- ВЛ 110 кВ Дмитров – Игнатово I цепь;
- ВЛ 110 кВ Дмитров – Игнатово II цепь

Для обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей в том числе АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна» планируется реконструкция РУ 220 кВ ПС 220/110/10 кВ Дмитров с установкой двух дополнительных линейных ячеек 220 кВ для подключения заходов ВЛ 220 кВ Ярцево – Радуга.

Срок реализации мероприятий – 2026 год.

Данное Мероприятие предусмотрено материалами Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2022–2028 годов и планируется в 2023 году.

ПС 110/10 кВ Долино.

Согласно утвержденным ТУ на ТП «Особой экономической зоны технико-внедренческого типа «Дубна» (ОЭЗ ТВТ «Дубна») к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», для электроснабжения ОЭЗ ТВТ «Дубна» намечен ввод подстанции 110/10 кВ Долино с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 2×63 МВА.

ПС 110/10 кВ № 620 Сестра.

Согласно утвержденным ТУ на ТП энергопринимающих устройств ММО «Объединенный институт ядерных исследований» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» на подстанции планируется реконструкция в два этапа.

На 1 этапе реконструкции планируется установка дополнительного трансформатора Т-3 напряжением 110/10 кВ мощностью 16 МВА, оснащенного устройством РПН.

«На 2 этапе реконструкции на подстанции планируется замена двух трансформаторов Т- 1, Т-2 напряжением 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый, оснащенных устройством РПН и установка дополнительного трансформатора Т-4 напряжением 110/10 кВ мощностью 16 МВА, оснащенного устройством РПН.

С учетом выполнения мероприятий по ТУ на ТП загрузка установленных трансформаторов в послеаварийном режиме не превысит ДДТН» [29].

Срок реализации мероприятий – 2025 год.

ПС 110/6 кВ № 134 Дубна.

«Согласно утвержденным ТУ на ТП энергопринимающих устройств ММО «Объединенный институт ядерных исследований» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» на подстанции планируется реконструкция с заменой двух трансформаторов Т-1, Т-2 напряжением 110/6 кВ мощностью 2×20 МВА на два трансформатора напряжением 110/6 кВ мощностью 2×40 МВА, оснащенных устройством РПН.

С учетом выполнения мероприятий по ТУ на ТП загрузка установленных трансформаторов в послеаварийном режиме не превысит ДДТН» [29].

Срок реализации мероприятий – 2025 год.

В таблице 1 приведены объемы вывода из эксплуатации/вводов/модернизация генерирующих объектов на 2024-2030 г.

1.2 Анализ расчетов токов КЗ

Для определения требований к коммутационной аппаратуре на шинах ПС 110 кВ Коксогаз и в прилегающей сети 35 кВ и выше выполнены расчеты токов КЗ на 2025 г. и на перспективу развития Московской энергосистемы до 2030 г.

Из-за высокого уровня токов КЗ на подстанциях Московской энергосистемы и, в частности, для снижения токов КЗ на шинах ПС 500/220/110 кВ Очаково, Бескудниково и на других подстанциях, осуществлен разрыв транзита на передачах: ТЭЦ-20 – Кожевническая (1-я цепь), Кожевническая – Красносельская (2-я цепь), Красносельская – Мещанская (1-я цепь), Мещанская – Бутырки (2-я цепь), Магистральная – Белорусская (2-я

Таблица 1 – Объемы вывода из эксплуатации/вводов/модернизация генерирующих объектов на 2024-2030 г

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования										
ТЭЦ-20	ПАО «Мосэнерго»	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 Т-30-90М		Газ, мазут	-	30	-	-	-	-	-	-
3 Т-30-90		Газ, мазут	-	30	-	-	-	-	-	-
5 ПТ-65-90/13		Газ, мазут	-	65	-	-	-	-	-	-
Всего по станции		-	-	125	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ-17 (Ступинская)	ПАО «Мосэнерго»	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 ПТ-25-90/10М		Газ, мазут	-	-	20	-	-	-	-	-
3 ПТ-30-8,8		Газ, мазут	-	-	32	-	-	-	-	-
6 ПР-25-90/10М		Газ, мазут	-	-	25	-	-	-	-	-
Всего по станции		-	-	-	77	-	-	-	-	-
Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования										
Каширская ГРЭС	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 ПГУ-450		Газ	-	-	-	-	-	-	-	448,2
2 ПГУ-450		Газ	-	-	-	-	-	-	-	448,2
Всего по станции		-	-	-	-	-	-	-	-	896,4
ТЭЦ-22	ПАО «Мосэнерго»	-	-							
9 Т-240(250)-300-240		Газ, уголь, мазут	-	295	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Альтернативная тепловая электростанция «Солнечногорск» (площадка близ д. Хметьево)	ООО «АГК-1»	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Агрегаты БиоТЭЦ		-	-	70	-	-	-	-	-	-
Альтернативная тепловая электростанция «Ногинск» (площадка близ д. Тимохово)	ООО «АГК-1»	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Агрегаты БиоТЭЦ		-	-	70	-	-	-	-	-	-
Альтернативная тепловая электростанция «Наро- Фоминск» (площадка близ д. Могутово)	ООО «АГК-1»	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Агрегаты БиоТЭЦ		-	-	70	-	-	-	-	-	-
Альтернативная тепловая электростанция «Воскресенск» (площадка близ д. Свистягино)	ООО «АГК-1»	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Агрегаты БиоТЭЦ	ООО «АГК-1»	-	-	70	-	-	-	-	-	-
Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования										
ТЭЦ-21	ПАО «Мосэнерго»	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 Т-100-130		Газ, мазут	До модернизации	-	-	-	-	-	100	-
			После модернизации	-	-	-	-	-	110	-
			Изменение мощности	-	-	-	-	-	10	-
ТЭЦ-23	ПАО «Мосэнерго»	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 Т-100-130		Газ, мазут	До модернизации	-	-	-	-	-	100	-
			После модернизации	-	-	-	-	-	110	-
			Изменение мощности	-	-	-	-	-	10	-
4 Т-100-130		Газ, мазут	До модернизации	-	-	100	-	-	-	-
			После модернизации	-	-	110	-	-	-	-
			Изменение мощности	-	-	10	-	-	-	-
7 Т-250/300-240		Газ, мазут	До модернизации	-	-	-	-	-	250	-
			После модернизации	-	-	-	-	-	259	-
			Изменение мощности	-	-	-	-	-	9	-
ТЭЦ-25	ПАО «Мосэнерго»	-	-	-	-	-	-	-	-	
3 Т-250/300-240		Газ, мазут	До модернизации	-	-	-	-	-	250	-
			После модернизации	-	-	-	-	-	259	-
			Изменение мощности	-	-	-	-	-	9	-

Продолжение таблицы 1

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
4 Т-250/300-240	ПАО «Мосэнерго»	Газ, мазут	До модернизации	-	-	-	250	-	-	-
			После модернизации	-	-	-	257	-	-	-
			Изменение мощности	-	-	-	7	-	-	-
ТЭЦ-22	ПАО «Мосэнерго»	-	-	-	-	-	-	-	-	
10 Т-240(250)/290-240-2		Газ, уголь, мазут	До модернизации	-	-	240	-	-	-	-
			После модернизации	-	-	250	-	-	-	-
			Изменение мощности	-	-	10	-	-	-	-

цепь), Белорусская – Бутырки (1-я цепь), Абрамово – Горьковская (1-я цепь), Абрамово – Горьковская (2-я цепь), КЛ 220 кВ Очаково – Никулино (2-я цепь), КЛ 220 кВ Никулино – Хованская (1-я цепь).

Кроме того, принята раздельная работа (четырьмя точками) шин 220 кВ ПС 500 кВ Очаково и ПС 500 кВ Бескудниково в связи с высокими уровнями токов КЗ на шинах данных подстанций.

Результаты расчетов токов КЗ на шинах подстанций прилегающей сети в районе расположения ПС 110 кВ Коксогаз на 2025 г. и 2028 г. представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты расчета токов КЗ на 2025 г. и 2030 г. на шинах подстанций прилегающей сети в районе расположения ПС 110 кВ Коксогаз

Наименование объекта	Наименование систем шин	Юткл. выключателя, кА	Ток, к.з., кА			
			2025 г.		2030 г.	
			Трехфазн. I (3)	Однофазн. I (1)	Трехфазн. I (3)	Однофазн. I (1)
№ 127 ПС 110 кВ Коксогаз	РУ 110 кВ 1 с.ш.	40	22,3	20,8	22,3	20,8
	РУ 110 кВ 2 с.ш.		22,3	20,8	22,3	20,8
	РУ 35 кВ 1 с.ш.	20	6,3	-	6,3	-
	РУ 35 кВ 2 с.ш.		4,8	-	4,8	-
№ 411 ПС 35 кВ Тяговая	РУ 35 кВ 1 с.ш.	12,5	6,5	-	6,5	-
	РУ 35 кВ 2 с.ш.		6,5	-	6,5	-
№ 128 ПС 35 кВ Дмитровская	РУ 35 кВ 1 с.ш.	20	7,7	-	7,7	-
	РУ 35 кВ 2 с.ш.		7,7	-	7,7	-
№ 345 ПС 35 кВ Инженерная	РУ 35 кВ 1 с.ш.	10	5,7	-	5,7	-
№ 586 ПС 35 кВ Титово	РУ 35 кВ 1 с.ш.	10, 25	6,4	-	6,4	-

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта	Наименование систем шин	I _{откл.} выключателя, кА	Ток, к.з., кА			
			2025 г.		2030 г.	
			Трехфазн. I (3)	Однофазн. I (1)	Трехфазн. I (3)	Однофазн. I (1)
№ 585 ПС 220 кВ Дмитров	РУ 220 кВ 1 с.ш.	-	18,0	14,3	18,0	14,3
	РУ 220 кВ 2 с.ш.		18,0	14,3	18,0	14,3
	РУ 110 кВ 1 с.ш.	40	18,6	19,2	18,6	19,2
	РУ 110 кВ 2 с.ш.		18,6	19,2	18,6	19,2
№ 232 ПС 110 кВ Икша 2	РУ 110 кВ 1 с.ш.	40	19,1	14,4	19,1	14,4
	РУ 110 кВ 2 с.ш.		19,1	14,4	19,1	14,4
№ 230 ПС 110 кВ Комсомольская	РУ 110 кВ 1 с.ш.	40	16,2	12,7	16,2	12,7
	РУ 110 кВ 2 с.ш.		16,2	12,7	16,2	12,7
№ 160 ПС 110 кВ Перемилово	РУ 110 кВ 1 с.ш.	40	20,3	18,7	20,3	18,7
	РУ 110 кВ 2 с.ш.		20,3	18,7	20,3	18,7

Выводы по разделу.

По результатам анализа выполненных расчетов выявлено, что отключающая способность выключателей 35 кВ и выше на ПС рассматриваемого района соответствует значениям расчетных токов КЗ, выполнение мероприятий по ограничению токов КЗ в 2025 г. и 2030 г. в рассматриваемом энергорайоне не требуется.

На ПС 110 кВ Коксогаз оборудование в ОРУ 35 кВ необходимо выбрать исходя из токов КЗ не менее 6,3 кА.

2 Выбор основного оборудования ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз

2.1 Предлагаемые технические решения по техническому перевооружению ОРУ 35 кВ Коксогаз

ОРУ 35 кВ предлагается выполнить по схеме №35-13 «Две рабочие системы шин» Данная схема РУ 35 кВ реализуется на гибкой ошиновке.

На основании задания на ОРУ 35 кВ ПС №172 Коксогаз предусматривается:

- замена выключателей масляных типа С-35 на выключатели элегазовые баковые – 5 шт.;
- замена разъединителей трехполюсных с ручным приводом типа РЛНД-35 на разъединители трехполюсные с двигательным приводом для главных и заземляющих ножей – 16 шт.;
- замена трансформаторов напряжения масляных 35 кВ типа ЗНОМ-35 У1 на трансформаторы напряжения с литой изоляцией – 6 шт.;
- замена разрядников 35 кВ на ограничители перенапряжений нелинейные 35 кВ – 6 шт.

В работе предусматривается замена системы шин ОРУ 35 кВ, замена ошиновки и спусков к оборудованию с аппаратными зажимами.

Реконструкция ОРУ 35 кВ производится в восемь этапов, предусматривающих последовательную замену существующего оборудования на новое без перерыва электроснабжения потребителей. По завершению каждого этапа, оборудование подстанции должно работать продолжительное время.

2.2 Компонувочные решения

Вновь проектируемые аппараты 35 кВ, устанавливаются вместо демонтируемого оборудования.

В связи с установкой выключателей со встроенными трансформаторами тока, существующие трансформаторы тока в линейных ячейках демонтируются. Вновь устанавливаемое электротехническое оборудование поставляется высокой заводской готовности с опорными стойками заводского изготовления. Опорная стойка под выключатель с площадкой обслуживания изготавливается дополнительно.

«Устанавливаемое оборудование на ОРУ 35 кВ принимается исполнения У1 (ГОСТ 15150-69) с нижним рабочим значением температуры окружающего воздуха минус 45 °С» [8].

«Все металлоконструкции под оборудование должны защищаться от коррозии на весь расчетный срок службы путем нанесения в заводских условиях горячего цинкового покрытия по ГОСТ 9.307-89 толщиной 60-100 мкм, или термодиффузионного цинкового покрытия по ГОСТ Р 9.316-2006 толщиной 40-50 мкм» [3], [10].

В связи с установкой нового оборудования на ОРУ 35 кВ, в работе предусматривается замена ошиновки и спусков к аппаратам 35 кВ. Ошиновка в ячейках выполняется проводом АС 95/16 ГОСТ 839-2019 [5].

По территории ОРУ 35 кВ предусмотрена прокладка кабелей в наземных железобетонных кабельных лотках. Все кабели должны соответствовать требованиям нераспространения горения с низким дымо- и газовыделением («нг-LS»). После прокладки кабеля в лотках необходимо выполнить огнестойкие перегородки из негорючего материала на ответвлениях от основной трассы и через 50 м, на прямом участке кабельной трассы.

2.3 Заземление и молниезащита ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз

Заземляющее устройство реконструируемой части ОРУ 35 кВ выполняется с учетом СТО 56947007-29.240.044-2010 [28].

«Заземляющее устройство служит для:

- защиты обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения к металлическим частям, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться вследствие повреждения изоляции, а также от опасных напряжений шага (защитное заземление);
- присоединения нейтралей трансформаторов (рабочее заземление);
- присоединения ОПН и молниеотводов (грозозащитное заземление).

ЗУ подстанции выполнено в виде совокупности вертикальных и горизонтальных продольных и поперечных заземлителей. Сечение элементов заземлителя выбрано по термической, механической и коррозионной стойкости. В качестве расчетного тока принят ток однофазного короткого замыкания в максимальном режиме» [25].

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, прокладываются продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединяются между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители прокладываются вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине от 0,5 до 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены друг к другу, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м.

Поперечные заземлители прокладываются в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними увеличивается от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не превышают соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0 м.

Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не превышают 6×6 м.

«Заземляющее устройство выполнено в виде металлической сетки из стальной полосы сечением 5×40 мм.

К заземляющему устройству присоединяются металлические нетоковедущие части оборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции (металлоконструкции, стойки, порталы ОРУ, корпуса электрических аппаратов), а также нейтрали трансформаторов, металлические короба для прокладки кабелей, металлические оболочки и броня силовых и контрольных кабелей.

Заземление высоковольтного оборудования предусмотрено присоединением спусков, выполненных стальной полосой сечением 5×40 мм, к продольным горизонтальным элементам ЗУ» [12].

Заземляющие контуры отдельных узлов и сооружений соединены между собой не менее чем двумя проводниками, в общий контур.

Заземление оборудования выполнить с учетом требований ГОСТ 12.1.030-81 [4]. Необходимо, чтобы непосредственно у места присоединения заземляющего проводника к заземлителю на ОРУ обеспечивалось растекание токов не менее, чем в двух направлениях. Заземляющее устройство выполнить с соблюдением требований к его сопротивлению растеканию, которое должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных заземлителей (1.7.90-1.7.93, 4.2.138 ПУЭ) [19].

Все соединения элементов ЗУ друг с другом, в том числе пересечения, выполнить электросваркой внахлест. «Сварной шов сплошной с двух сторон проводника. Длина нахлеста равна шести диаметрам заземлителя при круглом сечении и двойной ширине при прямоугольном сечении по ГОСТ 5264-80 [7]. «Толщину сварных швов принять по наименьшей толщине свариваемых деталей.

Для исключения усиленного разрушения на участке «воздух-грунт» заземляющие спуски изолировать на длину 20 см в обе стороны от границы раздела путем защитного покрытия в два слоя. Изоляции также подлежат места сварных соединений с заземляющими проводниками, а также 10 см поверхности в обе стороны от сварного шва. Для защитного покрытия следует применять материалы в соответствии с ГОСТ 30693-2000» [9].

«Траншеи после прокладки заземляющих проводников засыпать однородным грунтом без включения строительного мусора» [1].

Видимые части стальных заземляющих проводников окрасить в черный цвет.

Металлические кабельные короба должны иметь надежный электрический контакт между собой и заземляться по концам кабельных коробов.

«После монтажа заземляющего устройства предусмотреть проверку параметров заземляющего устройства согласно РД 153-34.0-20.525-00 «Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок»» [21].

Сопротивление между заземляющим элементом и любой доступной для прикосновения металлической нетоковедущей частью оборудования, которая может оказаться под напряжением, должно быть не более 0,1 Ом.

«Защита от поражения электрическим током при прямом и косвенном прикосновении должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ Р 50571.3-2009» [11].

«В соответствии СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» ПС №172 Коксогаз классифицируется как специальный объект с ограниченной опасностью» [23].

Вновь устанавливаемое оборудование ОРУ 35 кВ входит в зону защиты молниезащиты, разработанную в рамках производства работ по реконструкции ОРУ 110 кВ подстанция №172 «Коксогаз».

На ОРУ 35 кВ реконструкция системы молниезащиты не требуется.

2.4 Выбор и проверка проектируемого оборудования ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз

2.4.1 Общее положение по выбору оборудования

Выбор оборудования выполнен в соответствии с:

- правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 [18].
- приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 [20].

Величина наибольшего рабочего напряжения электросетевого оборудования соответствует ГОСТ 57382-2017 – 40,5 кВ [16].

Все электрические аппараты и ошиновка выбираются по условиям длительной работы и проверяются по условиям короткого замыкания.

Токи короткого замыкания приняты на основании раздела 1 данной работы.

«Для выбора и проверки оборудования в качестве расчетных значений принимаем токи короткого замыкания в максимальном режиме, приведенные в таблице 3» [2].

Таблица 3 – Значения токов короткого замыкания на шинах 35 кВ

Наименование объекта ПС	Напряжение, кВ	Ток трёхфазного КЗ, А
ОРУ 35 кВ	35	6300

«Проверка на коммутационную способность выключателей, а также на термическую и электродинамическую стойкость оборудования, проводится в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»» [22].

Проверка оборудования на термическую стойкость заключается в сравнении найденного при расчетных условиях термически эквивалентного тока КЗ с допустимым током термической стойкости оборудования.

Проверка на электродинамическую стойкость заключается в сравнении найденного при расчетах ударного тока при КЗ с предельным сквозным током оборудования.

Оборудование и ошиновка в цепях автотрансформаторов Т-1, Т-2 на стороне 35 кВ выбраны по максимальной мощности трансформатора 25 МВ·А с учетом 40 % перегрузки. Таким образом, для выбора оборудования в нормальных режимах определим значения рабочих токов присоединений по формуле 1.

$$I_{\text{раб. утяж.}} = k \cdot \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (1)$$

где k – коэффициент загрузки для трансформатора;

$S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

Расчетный максимальный ток для линейных ячеек принимаем равным длительно допустимому току ошиновки линии для температуры минус 5 °С и ниже, который определяем по формуле:

$$I_{\text{дл. доп. -5}} = I_{\text{дл. доп.}} \cdot k, \quad (2)$$

где « $I_{\text{дл. доп.}}$ – длительно допустимый ток провода.

k – поправочный коэффициент на ток при расчетной температуре среды минус 5 °С и ниже, $k = 1,29$ (ПУЭ, таблица 1.3.3).

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток выключателя, А» [19].

«Заходы в ячейках ВЛ 35 кВ, выполнены проводом АС 95/16. Длительно допустимый ток провода АС 95/16 из расчета допустимой температуры

нагрева +70°C при температуре воздуха +25°C равен 330 А (по ПУЭ, таблица 1.3.29)» [19].

Определяем расчетный максимальный ток по формуле (2):

$$I_{\text{дл.доп.-5.}} = 330 \cdot 1,29 = 426 \text{ А.}$$

Полученные данные представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетные рабочие токи присоединений при нормальных и утяжеленных режимах

«Место установки электрических аппаратов в линии	Расчетный рабочий ток, А	
	$I_{\text{раб.}}$	$I_{\text{раб. макс.}}$
Т-1, Т-2	413	578
Ячейки отходящих линий 35 кВ» [2]	330	426

2.4.2 Выбор выключателей на ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз

«Выбор выключателей производится в соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 и СТО 56947007- 29.130.10.095-2011» [24]. «Выключатель выбираем по номинальному напряжению, длительному (расчетному) току, отключающей способности. Проверяется на термическую и динамическую стойкость.

Выбор выключателей производится:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.у}} \leq U_{\text{ном.вык}}, \quad (3)$$

где $U_{\text{ном.у}}$ - номинальное напряжение установки, кВ;

$U_{\text{ном.вык}}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ.

По длительному току:

$$I_{\text{раб. макс}} \leq I_{\text{ном.вык}}, \quad (4)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ - расчетный ток продолжительного режима, А;

$I_{\text{ном.вык}}$ - номинальный ток выключателя, А» [13].

«По коммутационной способности:

Для выбора аппаратов по коммутационной способности в качестве расчетного вида КЗ следует принимать большее из значений, получаемых для случаев трехфазного и однофазного КЗ на землю» [24].

«По отключающей способности:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{п.}\tau} \leq I_{\text{н.откл}}, \quad (5)$$

где $I_{\text{п.}\tau}$ - периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА. Проверку выключателей по отключающей способности можно осуществлять без учета затухания периодической составляющей тока КЗ, т.е. $I_{\text{п.}\tau} = I_{\text{н0}}$;

$I_{\text{н.откл}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА» [13].

«Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ по условию:

$$i_{\text{а.}\tau} \leq i_{\text{а.ном}}, \quad (6)$$

где $i_{\text{а.}\tau}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ ;

$i_{\text{а.ном}}$ - номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе КЗ, кА» [13].

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.откл}} \cdot \beta_{\text{н}} / 100, \quad (7)$$

где β_n - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключающем токе КЗ;

$I_{н.отк}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА» [13].

«Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (8)$$

где $I_{n,0}$ - действующее значение начального периодического тока трехфазного КЗ, кА;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. По ГОСТ Р 52735-2007 (таблица Е1) при коротком замыкании на присоединении распределительного устройства повышенного напряжения подстанции принимаем $T_a = 0,03$ с;

τ – время, с, от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = t_{p.z.min} + t_{c.в.о}, \quad (9)$$

где $t_{p.z.min}$ - минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{c.в.о}$ - собственное время отключения выключателя, с» [14].

«Если $i_{a,\tau} > i_{a.ном.}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току короткого замыкания.

По полному току КЗ:

$$I_{\Sigma доп} \geq I_{\Sigma расч}, \quad (10)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{н.откл} \cdot (1 + \beta_H / 100) \geq (\sqrt{2} \cdot I_{н.т} + i_{а.т}), \quad (11)$$

где $I_{\Sigma доп} = \sqrt{2} \cdot I_{н.откл} \cdot (1 + \beta_H / 100)$ - допустимый полный ток КЗ для выключателя, кА» [13].

«По включающей способности проверка производится по условию:

$$I_{вкл.ном} > I_{н.0}, \quad (12)$$

где $I_{н.0}$ - начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя, кА;

$I_{вкл.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА» [13].

«Значение ударного тока КЗ $i_{уд.}$, кА, определяем по формуле:

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot I_{н.0} \cdot \kappa_y, \quad (13)$$

Ударный коэффициент определяем по формуле:

$$\kappa_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (14)$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ. Условия проверки:

$$i_{nc} > i_{уд.}, \quad (15)$$

где i_{nc} - наибольший пик предельного сквозного тока выключателя, кА;

$i_{уд.}$ - ударный ток КЗ, кА» [13].

«На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ. Условие проверки:

$$B_{к.доп} \geq B_{к.расч}, \quad (16)$$

где $B_{к.доп}$ - допустимый тепловой импульс, $кА^2 \cdot с$;

$B_{к.расч}$ - тепловой импульс тока КЗ по расчету:

$$B_{к.расч} = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_{а.с}), \quad (17)$$

Время отключения КЗ, с, определяем по формуле:

$$t_{откл} = t_{рз\ основ} + t_{пво}, \quad (18)$$

где $t_{рз\ основ}$ - основное время действия релейной защиты, с;

$t_{пво}$ – полное время отключения выключателя, с» [13].

«Допустимый тепловой импульс, $кА^2 \cdot с$, определяем по формуле:

$$B_{к.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (19)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости выключателя, кА;

$t_{тер}$ - время термической стойкости выключателя, с» [13].

«К установке применяем элегазовые баковые выключатели трехполюсного исполнения, номинальным напряжением 35 кВ, с номинальным током не менее 630 А, технические характеристики которого приведены в таблице 5» [30].

Таблица 5 – Основные технические характеристики выключателей 35 кВ

«Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5» [30]

Продолжение таблицы 5

«Наименование параметра	Значение параметра
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Номинальное содержание апериодической составляющей в токе отключения, %, не более	32
Наибольший пик сквозного тока КЗ, кА	35
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ, кА	12,5
Ток термической стойкости, кА	12,5
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Наибольший пик тока включения, кА	35
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения, кА	12,5
Собственное время отключения, с	0,04
Полное время отключения, с	0,06
Климатическое исполнение ГОСТ 15150-69	У
Категория размещения по ГОСТ 15150-69» [8]	1

«Проверяем по номинальному напряжению по условию (3)» [8]:

$$U_{ном.у} = 35 \text{ кВ} \leq U_{ном.вык} = 40,5 \text{ кВ}.$$

Проверяем по длительному току по условию (4):

$$I_{раб.макс} = 578 \text{ А} \leq I_{н.выкл} = 630 \text{ А}.$$

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности. Согласно ПУЭ выбор аппаратов по коммутационной способности следует

выполнять по большему из значений, получаемых для случаев трехфазного и однофазного КЗ на землю.

«Проверка на симметричный ток по условию (5):

$$I_{n,\tau} = 6,3 \text{ кА} < I_{\text{ном. откл.}} = 12,5 \text{ кА}.$$

Допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе КЗ определяем по формуле (7):

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \beta_n / 100, \quad (20)$$

где $I_{\text{откл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$ - номинальный ток отключения выключателя.

$\beta_n = 32 \%$ - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключающем токе КЗ» [13];

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 32 / 100 = 5,65 \text{ А}.$$

«Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ определяется по формуле (8):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,3 \cdot e^{\frac{0,05}{0,03}} = 1,68 \text{ кА}.$$

Время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов.

$$\tau = t_{p.z.\text{min}} + t_{c.v.o}, \quad (21)$$

где $t_{p.z.\text{min}} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{c.v.o} = 0,04 \text{ с}$ - собственное время отключения выключателя» [13].

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

$$i_{a,\tau} = 1,68,4 \text{ кА} \leq i_{a,\text{ном}} = 5,65 \text{ кА.}$$

По полному току КЗ по условию (9):

$$(\sqrt{2} \cdot 6,3 + 1,68) \leq \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot (1 + 32/100),$$

$$I_{\Sigma\text{расч}} = 10,59 \text{ кА} \leq I_{\Sigma\text{доп}} = 23,33 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ определяем по формуле (11):

$$i_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot 6,3 \cdot 1,717 = 15,29 \text{ кА.}$$

$$k_y = 1 + e^{\frac{0,01}{0,03}} = 1,717.$$

$$i_{\text{н.в}} = 35 \text{ кА} > i_{\text{уд.}} = 15,29 \text{ кА.}$$

Проверяем выбранный выключатель на электродинамическую стойкость по условиям (13):

$$i_{\text{пс}} > i_{\text{уд.}}, \quad (22)$$

$$I_{\text{пс}} > I_{\text{п0}}, \quad (23)$$

где « $i_{\text{уд.}} = 15,29$ - ударный ток КЗ, кА;

$i_{\text{пс}}$ - наибольший пик тока электродинамической стойкости

$$i_{\text{пс}} = 35 \text{ кА};$$

$I_{\text{пс}}$ - действующее значение сквозного тока выключателя

$$I_{\text{пс}} = 12,5 \text{ кА} \gg [13];$$

$I_{\text{п0}}$ - действующее значение начального периодического тока трехфазного КЗ $I_{\text{н.0}} = 6,3 \text{ кА.}$

$$i_{\text{пс}} = 35 \text{ кА} > i_{\text{уд.}} = 15,29 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{пс}} = 12,5 \text{ кА} > I_{\text{п0}} = 6,3 \text{ кА.}$$

Проверяем выбранный выключатель на термическую стойкость по условию (14):

Тепловой импульс тока КЗ определяем по формуле (15):

$$B_{к.расч} = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_{a.c}), \quad (24)$$

где « $t_{откл}$ – время действия релейной защиты, с;

$$B_{к.расч} = 6,3^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 7,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$t_{откл} = t_{рз \text{ основ.}} + t_{н.в.о}, \quad (25)$$

где $t_{рз \text{ основ.}}$ – время действия основной релейной защиты равно

$$t_{рз \text{ основ.}} = 0,1 \text{ с};$$

$t_{н.в.о}$ – полное время отключения выключателя равно $t_{н.в.о} = 0,06 \text{ с};$

$B_{к.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ – допустимый тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}.$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости выключателя равен $I_{тер} = 12,5 \text{ кА};$

$t_{тер}$ – время термической стойкости выключателя равно $t_{тер} = 3 \text{ с} \gg$

[13].

$$t_{откл} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ с}.$$

$$B_{к.доп} = 12,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{к.расч} = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все расчетные данные сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные величины для выбора выключателей 35 кВ

Параметр выключателя	Условие	Расчетная величина для выбора выключателя
$U_{макс.выкл.} = 40,5 \text{ кВ}$	$>$	$U_{ном.у} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном.в} = 630 \text{ А}$	$>$	$I_{макс} = 578 \text{ А}$
$I_{отк} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_k^{(3)} = 6,3 \text{ кА}$

$i_{дин} = 35 \text{ кА}$	$>$	$I_{нт} = 6,3 \text{ кА}$
$i_{а.ном} = 5,66 \text{ кА}$	$>$	$i_{ат} = 1,68 \text{ кА}$
$I_{\Sigma доп} = \sqrt{2} \cdot I_{о.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n\%}{100}\right) =$ $= 23,33 \text{ кА}$	$>$	$I_{\Sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} =$ $= 10,59 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 6

Параметр выключателя	Условие	Расчетная величина для выбора выключателя
$i_{дин} = 35 \text{ кА}$	$>$	$i_{yd} = 15,29 \text{ кА}$
$I_{нс} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_{н0} = 6,3 \text{ кА}$
$B_{к.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$>$	$B_{к.расч} = 7,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока в ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз

«Измерительный трансформатор тока выбирается по следующим условиям:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.у} \leq U_{ном.т}, \quad (26)$$

где $U_{ном.у}$ – номинальное напряжение установки, кВ;

$U_{ном.т}$ – номинальное напряжение трансформатора тока, кВ» [17].

«По номинальному первичному току:

$$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}, \quad (27)$$

где $I_{раб.макс}$ – расчетный ток продолжительного режима, А;

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, А» [17].

«По конструкции и классу точности.

По электродинамической стойкости:

$$i_{уд.} \leq i_{дин.}, \quad (28)$$

где $i_{уд.}$ – ударный ток короткого замыкания, кА;

$i_{дин.}$ – номинальный ток электродинамической стойкости трансформатора тока, кА» [17].

«По термической стойкости трансформаторы тока проверяются по тепловому импульсу тока КЗ. Условие проверки:

$$B_{к.доп.} \geq B_{к.расч.} \quad (29)$$

где $B_{к.доп.}$ – допустимый тепловой импульс, кА²·с;

$B_{к.расч.}$ – расчетное значение полного теплового импульса короткого замыкания определяется по формуле:

$$B_{к.расч.} = I_{н.о.}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a), \quad (30)$$

где $t_{откл.}$ – время отключения КЗ, с» [17].

$$t_{откл.} = t_{рз. макс} + t_{во}, \quad (31)$$

где « $t_{рз. макс}$ – максимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{во}$ – время отключения выключателя, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания» [17].

«Допустимый тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{к.доп.} = I_{т.см.}^2 \cdot t_{т.см.}, \quad (32)$$

где $I_{m.cm}$ –ток термической стойкости трансформатора тока, кА;

$t_{m.cm}$ – время протекания тока термической стойкости, $t_{m.cm} = 1$ с» [17].

«На ОРУ 35 кВ устанавливаем встроенные трансформаторы тока в ввода выключателей серии ТВ-35, номинальный первичный ток 200-400-800 А, ток термической стойкости 12,5 кА, ток электродинамической стойкости 40 кА» [30].

Измерительные трансформаторы тока на момент ввода в эксплуатацию должны иметь действующие свидетельства (сертификаты) об утверждении типа и действующие Свидетельства о поверке.

Условия выбора и проверки параметров трансформаторов тока приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Условия выбора и проверки параметров трансформаторов тока 35 кВ

«Критерий выбора	Параметр оборудования	Условие	Требуемый параметр
По напряжению установки	$U_{ном} = 35$ кВ	$>$	$U_{ном.сети} = 35$ кВ
По номинальному току	$I_{1ном} = 200 - 400 - 800$ А	$>$	$I_{макс} = 578$ А
Класс точности обмотки учета / обмотки измерения	0,2S / 0,2	$>$	0,2S / 0,2
Класс точности обмоток для защиты	10P / 10P / 10P / 10P	$>$	10P / 10P / 10P / 10P
По электродинамической стойкости	$I_{дин.} = 40$ кА	$>$	$I_{уд.} = 15,29$ кА
По термической стойкости» [1]	$B_{к.дон} = 156,25$ кА ² с	$>$	$B_{к,расч} = 7,54$ кА ² с

2.4.4 Выбор и проверка разъединителей в ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз

«Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

По номинальному длительному току:

$$U_{ном.у} \leq U_{раб.макс.}, \quad (33)$$

где $U_{ном.у}$ – номинальное напряжение установки, кВ;

$U_{раб.мак.}$ – наибольшее рабочее напряжение разъединителя, кВ» [17].

«По номинальному длительному току:

$$I_{раб.мак.} \leq I_{ном.}, \quad (34)$$

где $I_{раб.мак.}$ – расчетный ток продолжительного режима, А;

$I_{ном.}$ – номинальный ток разъединителя, А» [17].

По электродинамической стойкости:

$$i_{nc} \geq i_{уд.}, \quad (35)$$

$$I_{nc} \geq I_{n0}, \quad (36)$$

где « i_{nc} – наибольший пик сквозного тока разъединителя, кА;

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ, кА;

I_{nc} – действующее значение сквозного тока разъединителя, кА;

I_{n0} – действующее значение начального периодического тока трехфазного КЗ, кА» [17].

«По термической стойкости:

$$B_{к.доп} \geq B_{к.расч}, \quad (37)$$

где $B_{к.доп}$ – допустимый тепловой импульс, кА²·с;

$B_{к.расч}$ – расчетное значение полного теплового импульса короткого замыкания, определяется по формуле (30)» [17].

«Допустимый тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{к.доп} = I_{т.см}^2 \cdot t_{т.см} , \quad (38)$$

где $I_{т.см}$ – ток термической стойкости разъединителя, кА,

$t_{т.см}$ – время протекания тока термической стойкости, с» [17].

«К установке предлагаются разъединители на номинальное напряжение 35 кВ, номинальный ток не менее 630 А, ток термической стойкости 8 кА, ток электродинамической стойкости 20 кА, с электродвигательными приводами для основных и заземляющих ножей, с выносными блоками управления» [30].

Условия выбора и проверки параметров разъединителей приведены в таблице 8.

Таблица 8 –Условия выбора и проверки параметров разъединителей

«Критерий выбора	Параметр оборудования	Условие	Требуемый параметр
По напряжению установки	$U_{раб.макс} = 45,5 \text{ кВ}$	$>$	$U_{ном.у} = 35 \text{ кВ}$
По рабочему току максимального режима	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$>$	$I_{макс} = 578 \text{ А}$
По электродинамической стойкости	$I_{nc} = 8 \text{ кА}$	$>$	$I_{кз} = 6,3 \text{ кА}$
	$i_{nc} = 20 \text{ кА}$	$>$	$i_{уд.} = 15,29 \text{ кА}$
По термической стойкости» [1]	$B_{к.доп} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$>$	$B_{к.расч} = 7,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель соответствуют всем критериям выбора.

2.4.5 Выбор ограничителей перенапряжений в ОРУ 35 кВ ПС Коксогаз

Выбор ограничителей перенапряжений 35 кВ произведен в соответствии с ГОСТ Р 53735.5-2009 [15].

«Номинальное напряжение сети 35 кВ, максимальный ток короткого замыкания на шинах 35 кВ – 6,3 кА.

Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН для сети 35 кВ.

Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ГОСТ 1516.3-96 $U_{нр} = 40,5 \text{ кВ}$ » [6]. «Наибольшее рабочее напряжение сети фазное определяется по формуле:

$$U_{нр} / \sqrt{3} = 40,5 / \sqrt{3} = 23,4 \text{ кВ.}$$

В нормальном режиме напряжение на шинах может достигать 1,02 от наибольшего рабочего напряжения в течение 8 часов в сутки. Длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя выбирается по наибольшему уровню напряжения сети с 2%-ным запасом и должно быть не менее» [6]:

$$U_{нр} = 1,02 \cdot 1,02 \cdot U_{нр}, \quad (39)$$

$$U_{нр} = 1,02 \cdot 1,02 \cdot 40,5 = 42,14 \text{ кВ,}$$

$$42,14 / \sqrt{3} = 24,36 \text{ кВ (фазное).}$$

К установке предполагается ограничитель перенапряжений типа ОПН-П1-35/38,5, имеющий наибольшее длительно допустимое напряжение $U_{нд} = 38,5 \text{ кВ}$.

Таким образом, соблюдается условие:

$$U_{нд} = 38,5 \text{ кВ} \geq U_{нр} = 24,6 \text{ кВ.}$$

«Определение защитного уровня ограничителя при коммутационных перенапряжениях.

Выбранный тип ограничителя проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15–20 % ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования.

$$U_{ост.к} < U_{доп.к} / (1,15 - 1,2). \quad (40)$$

Испытания изоляции на воздействия внутренних перенапряжений в сети 35 кВ проводятся приложением напряжения промышленной частоты в течение 1 минуты. В то же время коммутационные перенапряжения имеют импульсный характер, так же, как и остающееся напряжение на ОПН. Для приведения в соответствие защитных характеристик ОПН и испытательного напряжения оборудования в расчете координационного интервала рекомендуется использовать не значения испытательного напряжения $U_{ки}$, а значения допустимого напряжения $U_{доп.к}$ [15].

$$U_{ост.к} \leq U_{доп.к}, \quad (41)$$

где $U_{ост.к}$ – остающееся напряжение ОПН при расчетном коммутационном импульсе, кВ, максимальное значение. Для ОПН-35/38,5 остающееся напряжение при номинальном разрядном токе $U_{ост.к} = 94,7$ кВ;

« $U_{доп.к}$ – допустимое напряжение для изоляции защищаемого электрооборудования при коммутационном импульсе, кВ, максимальное значение» [15].

«Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{доп.к} = \sqrt{3} \cdot K_u \cdot K_k \cdot U_{1мин}, \quad (42)$$

где $K_u = 1,35$ – коэффициент импульса, учитывающий повышение разрядного напряжения изоляции при более коротком коммутационном импульсе по сравнению с испытательным напряжением;

$K_k = 0,9$ – коэффициент кумулятивности, учитывающий снижение электрической прочности в условиях эксплуатации при многократных воздействиях напряжений и возможность старения изоляции;

$U_{1мин}$ – одноминутное испытательное напряжение при промышленной частоте по ГОСТ 1516.3–96, для ОПН-35/38,5 принимается $U_{1мин} = 95$ кВ» [15].

$$U_{доп.к} = \sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 95 = 163,24 \text{ кВ},$$

$$U_{ост.к} = 94,7 \text{ кВ} < U_{доп.к} = 163,24 \text{ кВ}.$$

Следовательно, ОПН-35/38,5 обеспечивает требуемый защитный уровень при коммутационных перенапряжениях.

«Оценка класса энергоемкости ОПН 35 кВ.

Практическим критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы коммутационных перенапряжений без потери рабочих качеств.

Удельная энергия ОПН-35/38,5 составляет не менее 5 кДж/кВ» [15].
Полная энергоемкость ОПН составляет:

$$W = W_{удх} \cdot U_{нд} = 5 \cdot 38,5 = 192,5 \text{ кДж}. \quad (43)$$

где $W_{удх}$ – удельная энергоемкость ОПН, кДж/кВ;

$U_{нд} = 38,5$ кВ – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение.

$$W = W_{удх} \cdot U_{нд} = 5 \cdot 38,5 = 192,5 \text{ кДж}.$$

Отношение испытательного напряжения коммутационным импульсом защищаемого оборудования к остаточному напряжению ОПН:

$$U_{доп.к} / U_{ост.к} = 163,24 / 97,7 = 1,67,$$

т.е. удовлетворяет условию:

$$U_{ост.к} \leq U_{доп.к} / (1,15-1,2),$$

$$1,67 > (1,15-1,2).$$

Следовательно, нет необходимости в увеличении класса энергоемкости ОПН.

«Оценка ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

Для ограничителя перенапряжений нормируется величина тока срабатывания противовзрывного устройства, при которой не происходит взрывного разрушения крышки ОПН при его внутреннем повреждении.

При выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА его значение должно быть на 15-20 % больше значения тока КЗ, определенного для РУ» [15]. Трехфазный ток короткого замыкания на шинах 35 кВ: $I_{кзтах} = 6,3$ кА.

Расчетный взрывобезопасный ток ОПН:

$$I_{ср.опн} = 1,2 \cdot I_{кзтах}, \quad (44)$$

$$I_{ср.опн} = 1,2 \cdot 6,3 = 7,56 \text{ кА.}$$

Взрывобезопасный ток при коротком замыкании ОПН-35/38,5 $I_{кз} = 40$ кА, т.е. больше расчетного тока срабатывания:

$$40 \text{ кА} > 7,56 \text{ кА}$$

ОПН-35/38,5 удовлетворяет требованиям обеспечения взрывобезопасности.

Окончательно к установке принимается ограничитель перенапряжений ОПН-П1- 35/38,5/10/500 УХЛ1 (или аналогичный).

Выводы по разделу.

ОРУ 35 кВ предлагается выполнить по схеме №35-13 «Две рабочие системы шин» Данная схема РУ 35 кВ реализуется на гибкой ошиновке.

В ОРУ 35 кВ ПС №172 Коксогаз предусматривается:

- замена выключателей масляных типа С-35 на выключатели элегазовые баковые;
- замена разъединителей трехполюсных с ручным приводом типа РЛНД-35 на разъединители трехполюсные с двигательным приводом для главных и заземляющих ножей;
- замена трансформаторов напряжения масляных 35 кВ типа ЗНОМ-35 У1 на трансформаторы напряжения с литой изоляцией;
- замена разрядников 35 кВ на ограничители перенапряжений нелинейные 35 кВ.

В работе предусматривается замена системы шин ОРУ 35 кВ, замена ошиновки и спусков к оборудованию.

Реконструкция ОРУ 35 кВ производится в восемь этапов, предусматривающих последовательную замену существующего оборудования на новое без перерыва электроснабжения потребителей.

В связи с установкой выключателей со встроенными трансформаторами тока, существующие трансформаторы тока в линейных ячейках демонтируются.

Все электрические аппараты и ошиновка были выбраны по условиям длительной работы и проверены по условиям короткого замыкания. Оборудование и ошиновка в цепях автотрансформаторов Т-1, Т-2 на стороне 35 кВ выбраны по максимальной мощности трансформатора 25 МВ·А с учетом 40 % перегрузки.

Окончательно к установке в ОРУ 35 кВ принят ограничитель перенапряжений ОПН-П1- 35/38,5/10/500 УХЛ1 (или аналогичный).

ЗУ подстанции выполнено в виде совокупности вертикальных и горизонтальных продольных и поперечных заземлителей. Сечение элементов

заземлителя выбрано по термической, механической и коррозионной стойкости.

На ПС 110 кВ №172 Коксогаз для защит присоединений 110 кВ установлены шкафы защиты производства ОАО «ЧЭАЗ». Учитывая это, в целях унификации вторичного оборудования, что приводит к экономии средств по обслуживанию оборудования, в данной работе рекомендуется установка шкафов ОАО «ЧЭАЗ».

В настоящее время на ПС 110 кВ Коксогаз функционирует комплекс телемеханики «Elcomtech». Комплекс осуществляет сбор телесигнализации положения коммутационных аппаратов и АПТС, вывод команд управления выключателями, измерение параметров сети 110 кВ, 35 кВ, 6 кВ, измерение температуры воздуха и т.п.

Предусмотрено расширение существующей СУЭ ПС 110 кВ Коксогаз в рамках реконструкции ОРУ 35 кВ. В рамках выполнения работ предусматривается установка счетчиков электрической энергии на присоединениях 35 кВ. Всего проектируется 6 точек учёта.

3 Электроснабжение собственных нужд ОРУ 35 кВ

3.1 Выбор конструктивных и инженерно-технических решений

«На ПС будет произведена установка шкафов обогрева приводов выключателей.

Конструктивно шкаф представляет собой металлический корпус напольного исполнения.

Степень защиты шкафа – не менее IP54. Габариты панелей (В×Ш×Г) – 1300×600×300 мм.

Питание шкафов обогрева (DQ) выполняется от существующего щита ЩСН 0,4 кВ.

Для сети обогрева переменного тока принято напряжение 400/230 В с заземленной нейтралью. Система заземления нейтрали TN-C-S. Заземление нейтралей выполняется в щите ЩСН 0,4 кВ, разделение PEN проводников на PE и N проводники выполняется в кабелях отходящих присоединений и на шинах силовых сборок.

Вводы в шкафы выполняются кабельными линиями ВВГнг(А)-LS 5×50 от автоматических выключателей ЩСН 0,4 кВ QF24 и QF31.

В качестве вводных аппаратов защиты применяются выключатели нагрузки номиналом 63 А.

Для отходящих линий применяются автоматические выключатели в модульном исполнении номинальным током 10А» [27].

3.2 Собственные нужды ОРУ 35 кВ

«Для обеспечения обогрева приводов разъединителей на ОРУ 35 кВ на ПС Коксогаз устанавливаются шкафы DQ.

Сборки выполнены из шкафов напольного исполнения одностороннего обслуживания. Шкаф конструктивно представляет собой металлический

корпус, в котором установлены электрические аппараты (вводной выключатель нагрузки, фидерные автоматические выключатели, шинки питания и заземления и пр.)» [27]

Схема принципиальная шкафа обогрева приводов ПР11 №5 в ячейке №5 ОРУ 35 кВ «ШСВ» приведена на рисунке 2.

3.3 Этапность реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ

1 этап реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

В рамках первого этапа реконструкции выполняется установка шкафов обогрева ПР11 №1, ПР11 №3, ПР11 №5, ПР11 №6.

В ячейке №1 «ВЛ 25 кВ Коксогаз-Инженерная» производится монтаж цепей обогрева приводов разъединителей ШР-1-35, ШР-2-35, ЛР-35 и привода выключателя В-35.

В ячейке №2 «Шинные аппараты 1 и 2 СШ» монтируются цепи обогрева для ШЗТН ТН- 1-35, ШЗТН ТН-2-35, провода разъединителей РТН-1-35, РТН-2-35.

В ячейке №3 «ВЛ 25 кВ Коксогаз-Подъячево» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ЛР-35 и привода выключателя В-35.

В ячейке №5 «ШСВ» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-2-35 и привода выключателя В-35 ШСВ.

В ячейке №6 выполняется перемонтаж существующих цепей обогрева в проектируемый шкаф ПР11 №6.

В существующий ЩСН 0,4 кВ выполняется установка двух автоматических выключателей номиналом 100 А на первую и вторую секцию.

От первой секции ЩСН выполняется монтаж кабеля до шкафа ПР11 №1 длиной 80 м. От второй секции монтируется кабель длиной 90 м до шкафа ПР11 №3. Между шкафами ПР11 №1 и ПР11 №6, ПР11 №3 и ПР11 №5 выполняются кабельные связи. Между шкафами ПР11 №5 и ПР11 №6 выполняется временная кабельная связь.

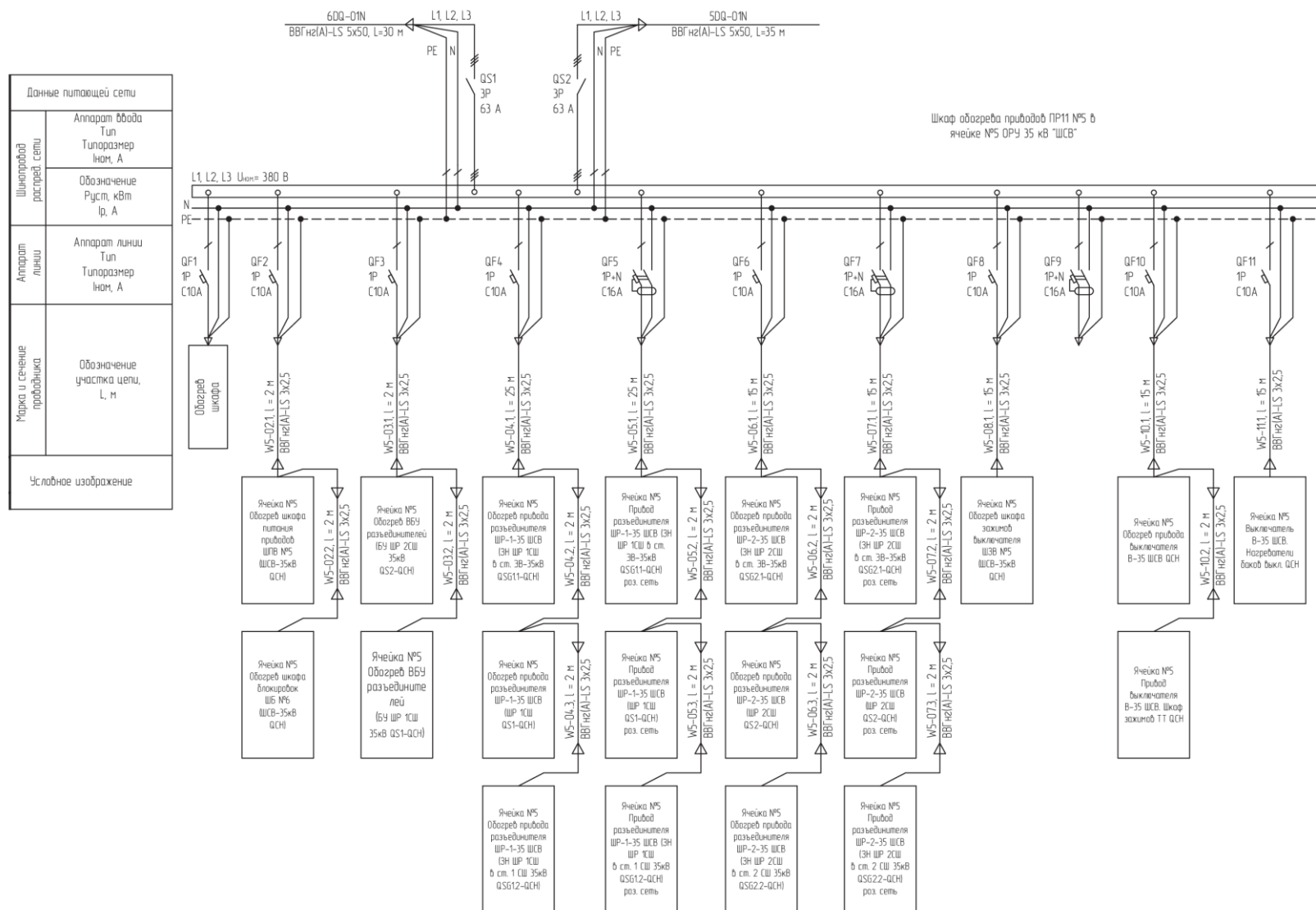


Рисунок 2 - Схема принципиальная шкафа обогрева приводов ПР11 №5 в ячейке №5 ОРУ 35 кВ «ШСВ»

2 этап реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

В рамках первой очереди второго этапа выполняется монтаж шкафов обогрева ПР11 №9, ПР11 №10, ПР11 №11.

В ячейке №9 «ВЛ 35 кВ Коксогаз-Тяговая-3» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ЛР-35 и привода выключателя В-35 Тяговая -3.

Во второй очереди второго этапа в ячейке №3 «ВЛ 25 кВ Коксогаз-Подъячево» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-2-35.

В ячейке №11 «Трансформатор Т-1» выполняется монтаж цепей обогрева приводов выключателей и разъединителей.

Между шкафами ПР11 №5, ПР11 №9, ПР11 №10 ПР11 №11, ПР11 №6 выполняются кабельные связи. Выполняется демонтаж временного соединения между шкафами ПР11 №5 и ПР11 №6.

3 этап реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

В первой очереди выполняется демонтаж силовой части ОРУ 35 кВ.

Во второй очереди третьего этапа в ячейке №3 «ВЛ 25 кВ Коксогаз-Подъячево» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-1-35. В ячейке №5 «ШСВ» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-1-35.

4 этап реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

В первой очереди выполняется демонтаж силовой части ОРУ 35 кВ.

Во второй очереди четвертого этапа в ячейке №9 «ВЛ 35 кВ Коксогаз-Тяговая-3» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-2-35.

5 этап реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

В первой очереди выполняется демонтаж силовой части ОРУ 35 кВ.

Во второй очереди пятого этапа в ячейке №10 «ВЛ 35 кВ Коксогаз-Тяговая-В» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-2-35, ЛР-35 и и привода выключателя В-35 Тяговая -В.

6 и 7 этапы реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

На шестом этапе и первой очереди седьмого выполняется демонтаж силовой части ОРУ 35 кВ.

Во второй очереди седьмого этапа в ячейке №9 «ВЛ 35 кВ Коксогаз-Тяговая-3» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-1-35.

В ячейке №10 «ВЛ 35 кВ Коксогаз-Тяговая-В» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-1-35.

Выполняется монтаж наружного освещения ОРУ 35 кВ. Установка светильников и шкафов освещения на мачты. Монтаж щита наружного освещения в ОПУ и прокладка кабеля.

Выводы по разделу.

«Для обеспечения обогрева приводов выключателей и разъединителей на ОРУ 35 кВ на ПС Коксогаз устанавливаются шкафы DQ.

Вводы в шкафы выполняются кабельными линиями ВВГнг(А)-LS 5×50 от автоматических выключателей ЩСН 0,4 кВ QF24 и QF31.

В качестве вводных аппаратов защиты применяются выключатели нагрузки номиналом 63 А.

Шкаф конструктивно представляет собой металлический корпус, в котором установлены электрические аппараты (вводной выключатель нагрузки, фидерные автоматические выключатели, шинки питания и заземления и пр.)» [27].

Заключение

Целью бакалаврской работы являлось повышение надежности функционирования ПС 110/35/6 кВ Коксогаз за счет реконструкции ОРУ 35 кВ.

По результатам анализа выполненных расчетов выявлено, что отключающая способность выключателей 35 кВ и выше на ПС рассматриваемого района соответствует значениям расчетных токов КЗ, выполнение мероприятий по ограничению токов КЗ в 2025 г. и 2030 г. в рассматриваемом энергорайоне не требуется.

На ПС 110 кВ Коксогаз оборудование в ОРУ 35 кВ необходимо было выбрать исходя из токов КЗ не менее 6,3 кА.

ОРУ 35 кВ предлагается выполнить по схеме №35-13 «Две рабочие системы шин» Данная схема РУ 35 кВ реализуется на гибкой ошиновке.

В ОРУ 35 кВ ПС №172 Коксогаз предусматривается: замена выключателей масляных типа С-35 на выключатели элегазовые баковые; замена разъединителей трехполюсных с ручным приводом типа РЛНД-35 на разъединители трехполюсные с двигательным приводом для главных и заземляющих ножей; замена трансформаторов напряжения масляных 35 кВ типа ЗНОМ-35 У1 на трансформаторы напряжения с литой изоляцией; замена разрядников 35 кВ на ограничители перенапряжений нелинейные 35 кВ.

В работе предусматривается замена системы шин ОРУ 35 кВ, замена ошиновки и спусков к оборудованию.

Реконструкция ОРУ 35 кВ производится в восемь этапов, предусматривающих последовательную замену существующего оборудования на новое без перерыва электроснабжения потребителей.

В связи с установкой выключателей со встроенными трансформаторами тока, существующие трансформаторы тока в линейных ячейках демонтируются.

Все электрические аппараты и ошиновка были выбраны по условиям

длительной работы и проверены по условиям короткого замыкания. Оборудование и ошиновка в цепях автотрансформаторов Т-1, Т-2 на стороне 35 кВ выбраны по максимальной мощности трансформатора 25 МВ·А с учетом 40 % перегрузки.

ЗУ подстанции выполнено в виде совокупности вертикальных и горизонтальных продольных и поперечных заземлителей. Сечение элементов заземлителя выбрано по термической, механической и коррозионной стойкости.

На ПС 110 кВ №172 Коксогаз для защит присоединений 110 кВ установлены шкафы защиты производства ОАО «ЧЭАЗ». Учитывая это, в целях унификации вторичного оборудования, что приводит к экономии средств по обслуживанию оборудования, в данной работе рекомендуется установка шкафов ОАО «ЧЭАЗ».

В настоящее время на ПС 110 кВ Коксогаз функционирует комплекс телемеханики «Elcomtech». Комплекс осуществляет сбор телесигнализации положения коммутационных аппаратов и АПТС, вывод команд управления выключателями, измерение параметров сети 110 кВ, 35 кВ, 6 кВ, измерение температуры воздуха и т.п.

Предусмотрено расширение существующей СУЭ ПС 110 кВ Коксогаз в рамках реконструкции ОРУ 35 кВ. В рамках выполнения работ предусматривается установка счетчиков электрической энергии на присоединениях 35 кВ. Всего проектируется 6 точек учёта.

«Для обеспечения обогрева приводов выключателей и разъединителей на ОРУ 35 кВ на ПС Коксогаз устанавливаются шкафы DQ. Вводы в шкафы выполняются кабельными линиями ВВГнг(А)-LS 5×50 от автоматических выключателей ЩСН 0,4 кВ QF24 и QF31. В качестве вводных аппаратов защиты применяются выключатели нагрузки номиналом 63 А» [27].

Список используемой литературы

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование: учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем: учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
3. ГОСТ 9.307-89 Покрyтия цинковые горячие. Общие требования и методы контроля [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200014745> (дата обращения 08.12.2024).
4. ГОСТ 12.1.030-81 Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200289> (дата обращения 08.12.2024).
5. ГОСТ 839-2019 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169966> (дата обращения 08.12.2024).
6. ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200011565> (дата обращения 08.12.2024).
7. ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры [Электронный ресурс]: URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/39903/> (дата обращения 08.12.2024).
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]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003320> (дата обращения 16.10.2024).
9. ГОСТ 30693-2000 Мастики кровельные и гидроизоляционные. Общие технические условия [Электронный ресурс]: URL:

<https://docs.cntd.ru/document/1200008183> (дата обращения 08.12.2024).

10. ГОСТ Р 9.316-2006 Покрытия термодиффузионные цинковые. Общие требования и методы контроля [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200014745> (дата обращения 08.12.2024).

11. ГОСТ Р 50571.3-2009 Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током [Электронный ресурс]: URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/50248/> (дата обращения 08.12.2024).

12. ГОСТ Р 50571.5.54-2013/МЭК 60364-5-54:2011 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники уравнивания потенциалов [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108284> (дата обращения 16.11.2024).

13. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (дата обращения 16.10.2024).

14. 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: 15.11.2024).

15. ГОСТ Р 53735.5-2009 Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на напряжение от 3 до 750 кв. Часть 5. Рекомендации по выбору и применению [Электронный ресурс]: URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/50133/> (дата обращения 08.12.2024).

16. ГОСТ Р 57382-2017 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений [Электронный ресурс]: URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/64086/> (дата

обращения 08.12.2024).

17. 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 15.10.2024).

18. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 (ред. от 31.08.2024) «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» [Электронный ресурс]: URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/50248/> (дата обращения 08.12.2024).

19. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 09.11.2024).

20. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229» [Электронный ресурс]: URL: <https://rg.ru/documents/2019/04/01/minenergo-prikaz81-site-dok.html> (дата обращения 08.12.2024).

21. РД 153-34.0-20.525-00 Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036339> (дата обращения 08.12.2024).

22. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения: 04.09.2024).

23. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034368> (дата обращения: 05.11.2024).

24. 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 08.12.2024).

25. 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 01.12.2024).

26. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/456089080> (дата обращения 01.12.2024).

27. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]: URL: <https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto59012820-29-240-30-003-2009.pdf> (дата обращения 01.12.2024).

28. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086397> (дата обращения 01.12.2024).

29. Схемы и программы перспективного развития ЕЭС России. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/dev-sch/> (дата обращения: 15.10.2024).

30. 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: 16.11.2024).