

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 подстанции 110/35/6 кВ «Факел»

Обучающийся

Н.С. Дусаев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2023

Аннотация

Работа посвящена реконструкции подстанции 110/35/6 кВ «Факел», внедрённая с учётом внесения необходимых и качественных изменений в главную электрическую схему нормального режима распределительных устройств напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ подстанции, а также заменой некоторого устаревшего оборудования указанных распределительных устройств. На основе проведённого анализа исходной схемы электрических соединений и технических характеристик ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, с учётом анализа нагрузки подстанции, с учётом графиков нагрузки, проверены на перегрузочную способность силовые трансформаторы, осуществлён выбор и проверка основного оборудования распределительных устройств подстанции, а также проводников системы электроснабжения объекта реконструкции.

Проведён выбор схемы и расчёт системы собственных нужд подстанции с последующим выбором трансформаторов СН, а также расчёт и выбор уставок релейной защиты и автоматики на объекте проектирования.

Результаты работы позволяют внедрить качественные мероприятия по реконструкции главной электрической схемы нормального режима распределительных устройств 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Работа состоит из расчётно-пояснительной записки объёмом 77 страниц и шести чертежей формата А1 графической части.

Содержание

Введение.....	4
1 Описание объекта реконструкции.....	7
1.1 Краткая характеристика подстанции	7
1.2 Нормы проектирования понизительных подстанций	13
1.3 Разработка предложений по реконструкции подстанции.....	18
2 Анализ нагрузки подстанции	22
2.1 Построение и анализ суточных графиков нагрузок подстанции	22
2.2 Проверка мощности силовых трансформаторов подстанции	30
3 Расчёт токов коротких замыканий на подстанции	36
4 Выбор электрических аппаратов и проводников, электрической схемы на подстанции «Факел»	45
4.1 Реконструкция схемы электрических соединений подстанции.....	46
4.2 Расчёт максимальных рабочих токов.....	48
4.3 Выбор и проверка проводников подстанции	49
4.4 Выбор и проверка электрических аппаратов подстанции	54
5 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока.....	64
6 Релейная защита и автоматика реконструируемой подстанции	66
Заключение	73
Список используемых источников.....	76

Введение

Целью данной работы является реконструкция электрической части существующей понизительной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел», территориально расположенной в Шкотовском района Приморского края Российской Федерации и обеспечивающей электроэнергией потребителей разного характера нагрузки, в том числе промышленного и бытового.

К основным технологическим проблемам в энергосистеме Шкотовского района Приморского края, которые требуют немедленного решения, можно отнести слабое обеспечение системы электроснабжения северо-западной части Шкотовского района при нарушении питания со стороны 110 кВ из-за отсутствия условий резервирования в схеме.

Основной задачей данной работы является реконструкция понизительной подстанции переменного тока ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, которая осуществляется путём внесения изменений в схему главных нормальных электрических соединений подстанции.

Объектом исследования в работе является схема главных нормальных электрических соединений подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Предметом исследования являются силовые трансформаторы, электрические сети, аппараты, устройства вторичных цепей (собственные нужды, релейная защита и автоматика) распределительных устройств классов номинальных напряжений 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Актуальность данной работы связана с возникновением острой проблемы по обеспечению потребителей бесперебойной и качественной электроэнергией в существующей системе электроснабжения Шкотовского района Приморского края, в связи с перегрузкой силовых трансформаторов районных подстанций, а также потерей надёжности схемы электрических соединений подстанций вследствие применения на некоторых из этих

подстанций устаревшего и изношенного оборудования, сбои в работе которого приводят к аварийным режимам [1,5].

Такая проблематика характерна для всего региона и требует незамедлительного решения.

Следовательно, в работе следует провести реконструкцию подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, связанную с одной стороны, с необходимостью внесения изменения в исходную схему главных электрических соединений объекта, в связи с её несоответствием нормативным документам по условиям нагрузочной способности и категории надёжности, а с другой стороны, необходимо модернизировать старое оборудование распределительных устройств подстанции.

Таким образом, будет решена комплексная задача по реконструкции объекта исследования, путём чего будет достигнута основная цель данной работы.

В работе, для достижения поставленной основной цели данной работы, требуется решить такие основные задачи:

- описать объект реконструкции, для чего провести анализ исходных данных, включающих проведение анализа исходной схемы электрических соединений и технических характеристик оборудования ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, с учётом фактических значений исходных технических характеристик и данных подстанции;
- провести анализ нагрузки подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, для чего, используя исходные значения фактических нагрузок и типичный суточный график нагрузки, выбрать и проверить силовые трансформаторы подстанции на перегрузочную способность;
- рассчитать значения коротких замыканий на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, включая максимальные и минимальные расчётные

значения токов КЗ, а также мощность цепи КЗ и значения ударных токов;

- провести выбор и проверку основного оборудования распределительных устройств подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, а также проводников системы электроснабжения объекта реконструкции;
- провести выбор схемы и расчёт системы собственных нужд подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края с последующим выбором трансформаторов СН;
- осуществить расчёт и выбор уставок релейной защиты и автоматики на объекте проектирования путём выбора времени и тока срабатывания основных защит.

Результатом работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные мероприятия по реконструкции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

При решении в работе всех указанных задач, основная цель будет достигнута.

Описание объекта реконструкции

Краткая характеристика подстанции

На первом этапе работы необходимо провести исходную характеристики схемы электрических соединений и оборудования подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Рассматриваемая в работе ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края является одной из потребительских подстанций Дальневосточных региональных электрических сетей, обеспечивая электроснабжение распределительных подстанций для питания промышленных, бытовых и коммунальных потребителей электроэнергии.

Данная подстанция ПС-110/35/6 кВ «Факел» территориально расположена в районе шахты имени Артема в Шкотовском районе Приморского края РФ.

ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края РФ состоит на балансе АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (далее – АО «ДРСК»), которая выполняет важнейшую роль в обслуживании и ремонте оборудования на данном объекте исследования.

По месту расположения в энергосистеме, ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края является транзитной подстанцией.

В исходной схеме питание «ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края осуществляется от РУ-110 кВ ПС-220/110/35 «Русская» двухцепной воздушной линией электропередачи напряжением 110 кВ» [4] с применением провода марки АС-150.

Кроме того, планируется подключение третьего источника питания ВЛ-110 кВ от ПС-220/110/10 кВ «Патрокл», что связано с возросшей нагрузкой потребителей, получающих питания от объекта исследования.

Далее в работе составляется структурная схема подстанции.

На объекте проектирования (ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края) находятся следующие основные конструктивные составляющие структурной схемы, описание которых представлено ниже (рисунок 1).

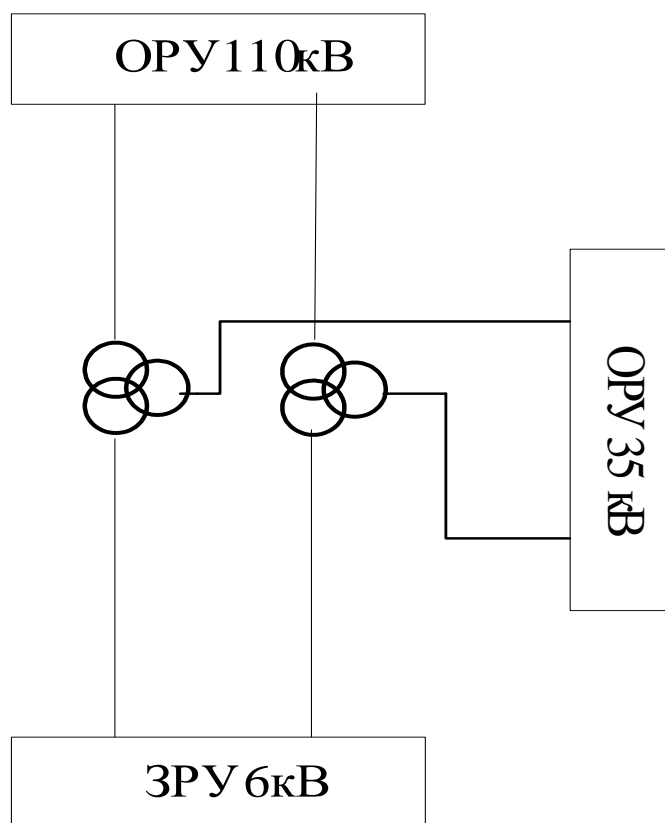


Рисунок 1 – Структурная схема ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Первым основным конструктивным элементом «ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края является распределительное устройство высшего напряжения (110 кВ)» [4] .

Так как подстанция ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края по месту расположения в схеме – транзитная, следовательно, в РУ-110 кВ должна применяться соответствующая схема, обеспечивающая, с одной стороны, надёжное питание потребителей подстанции, а с другой стороны обеспечивая надёжный транзит мощности с учётом резервирования в схеме.

Установлено, что в исходной схеме соединений нормального режима РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края применяется схема 110-ЗН «Блок (линия-трансформатор) с выключателем».

Такая схема не предназначена для транзита мощности, кроме того, в ней отсутствует резервирование, что сказывается на выводе в ремонт оборудования и резервировании электроснабжения. Поэтому в работе необходимо провести её реконструкцию и привести к требуемому виду согласно [7,10].

В схеме РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края применяется отдельный режим работы указанных фидеров 110 кВ.

Рассматриваемое распределительное устройство напряжением 110 кВ объекта проектирования конструктивно выполнено открытым (ОРУ-110 кВ). Оно представляет собой совокупность оборудования, установленного на открытой площадке.

Установка оборудования ОРУ-110 кВ принята на унифицированных опорах из железобетонных стоек с металлическими конструкциями для крепления аппаратов.

В РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, установлены следующие защитные и коммутационные аппараты (графический лист 1):

- масляные баковые выключатели высокого напряжения марки ВМТ-110Б со встроенными трансформаторами тока;
- разъединители марки РЛНДЗ-110-600 УХЛ1;
- разрядники РВС-110 УХЛ1.

Следующим основным элементом структурной схемы ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края являются силовые трансформаторы.

Два силовых трансформатора подстанции работают отдельно (каждый на свою нагрузку) и питаются каждый от своей рабочей секции сборных шин РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края (отдельный режим питания).

Причём на подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края установлены два разных силовых трансформатора:

- трансформатор Т1 – марки ТДТН-20000/110 У1;
- трансформатор Т2 – марки ТДТН-25000/110 У1.

В результате существенного увеличения нагрузки, а также значительного износа активной части силовых трансформаторов подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, данные трансформаторы подлежат замене на трансформаторы большей номинальной мощности марки ТДТН-40000/110 У1.

Таким образом, проблема перегрузки трансформаторов и оборудования на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края будет решена.

Следующим основным конструктивным элементом ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края является распределительное устройство среднего напряжения (35 кВ). Оно необходимо для распределения электроэнергии на потребители 35 кВ подстанции.

Схема «РУ-35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края – №35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин»» [9] .

Данная схема полностью соответствует требованиям по надёжности и бесперебойности электроснабжения согласно [7,10].

В схеме РУ-35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края применяется отдельный режим работы указанных фидеров 35 кВ.

Рассматриваемое распределительное устройство напряжением 110 кВ объекта проектирования конструктивно выполнено открытым (ОРУ-35 кВ). Оно представляет собой совокупность оборудования, установленного на открытой площадке. Оборудование ОРУ-35 кВ находится на унифицированных опорах из железобетонных стоек с металлическими конструкциями для крепления аппаратов.

В РУ-35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, установлены следующие защитные и коммутационные аппараты (графический лист 1):

- масляные баковые выключатели высокого напряжения марки С-35М-630-10 со встроенными трансформаторами тока;
- разъединители марки РНДЗ-35-1000;
- разрядники РВС-35 УХЛ1.

Следующим основным элементом ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края является распределительное устройство низшего напряжения 6 кВ (РУ-6 кВ).

В исходной схеме ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края РУ-6 кВ выполнено закрытым (ЗРУ) с применением комплектных ячеек внутренней установки типа КРУ.

Здание ЗРУ-6кВ совмещено с ОПУ.

В здании предусмотрено размещение закрытого распределительного устройства (ЗРУ-6кВ), помещение общеподстанционного пункта управления (ОПУ), помещение ремонтно-эксплуатационного персонала и помещение аппаратуры связи.

Таким образом, РУ-6 кВ является распределительным устройством низшего напряжения подстанции (РУ НН), выполняющим роль приёма и распределения электроэнергии между потребителями на напряжении 6 кВ в схеме ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

В схеме РУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, применяется схема №6-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» [12].

«При этом секционный выключатель в РУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края в нормальном режиме работы отключен, то есть в схеме предусмотрена раздельная работа системы сборных шин напряжением 6 кВ» [13].

«На отходящих линиях в РУ-6 кВ понизительной подстанции переменного напряжения ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края установлены следующие защитные и коммутационные аппараты» [14] :

- горшковые масляные выключатели высокого напряжения марки ВМП-10П-630-20 УХЛ1;
- разрядники марки РВО-6 УХЛ1;
- измерительные трансформаторы тока марки ТЛК-6;
- измерительные трансформаторы напряжения марки НТМИ-6.

Для обеспечения питания собственных нужд, в ячейках РУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края установлены три трансформатора собственных нужд (далее – ТСН) марки ТМ-25/10. При этом в двух ТСН есть по одному «спаренному» трансформатору напряжения, установленному также в ячейках РУ-6 кВ подстанции же ячейках.

От ТСН получают питания цепи собственных нужд, включающие автоматику, телеизмерения, сигнализацию, а также освещение территории и здания диспетчерской и ЗРУ-6 кВ подстанции, освещение диспетчерской, цепи управления электроснабжением подстанции.

Система СН подстанции выполнена с использованием гибких и жёстких шинопроводов марки ШАТ различных сечений. Они проверяются в работе далее.

От подстанции получают питания потребители на номинальных напряжениях 35 кВ и 6 кВ.

К реконструируемой подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края подключены три основных группы потребителей:

- на напряжении 35 кВ – две трансформаторные понизительные подстанции 35/10 кВ (ПС-35/10 кВ «Дальняя» и ПС-35/10 кВ «Троицкая»);
- на напряжении 6 кВ – обобщённая нагрузка ТП-6/0,4 кВ и РП-6 кВ.

При этом две группы потребителей относятся ко второй категории, (все потребители 35 кВ), а одна – к третьей (группа потребителей 6 кВ).

Потребители второй категории – ПС-35/10 кВ «Троицкая» (одно присоединение в РУ-35 кВ), ПС-35/6 «Дальняя» (два присоединения в РУ-35 кВ), потребители третьей категории – коммунально-бытовая нагрузка ТП и РП (присоединения секций сборных шин 6 кВ).

К подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края подключены три воздушные линии потребителей 35 кВ с потребляемой мощностью 2х2,5 МВА и 5 МВА, и семнадцать кабельных линий напряжением 6 кВ с

потребляемой мощностью 13,995 МВА. Исходные данные потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Класс напряжения потребителя	Наименование потребителя	Характеристики потребителя	Значение характеристик
35 кВ	ПС-35/10 кВ «Дальняя»	Напряжение сети	$U_{CH1} = 35 \text{ кВ}$
		Количество питающих линий	$n_1 = 2$
		Полная нагрузка линий	$S_1 = 8,75 \text{ МВА}$
		Коэффициент мощности	$\cos \varphi_1 = 0,95$
35 кВ	ПС-35/10 кВ «Троицкая»	Напряжение сети	$U_{CH2} = 35 \text{ кВ}$
		Количество питающих линий	$n_2 = 1$
		Полная нагрузка линий	$S_2 = 8,75 \text{ МВА}$
		Коэффициент мощности	$\cos \varphi_2 = 0,95$
6 кВ	Обобщённая нагрузка ТП-6/0,4 кВ и РП-6 кВ	Напряжение сети	$U_{HH} = 6 \text{ кВ}$
		Количество питающих линий	$n_3 = 17$
		Полная нагрузка линий	$S_3 = 13,955 \text{ МВА}$
		Коэффициент мощности	$\cos \varphi_3 = 0,97$

Исходная схема электрических соединений ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, до проведения её реконструкции схемы первичных соединений и модернизации оборудования, приведена в работе на графическом листе 1.

Нормы проектирования понизительных подстанций

Система электроснабжения Российской Федерации сегодня носит централизованный характер. Такая система хороша тем, что обеспечивает резерв мощности и бесперебойное питание потребителей от многих источников энергосистемы.

Известно, что в традиционной энергетике электроэнергия вырабатывается турбогенераторами на атомных и тепловых электростанциях, а также гидрогенераторами на гидроэлектростанциях.

Для передачи электроэнергии на большие расстояния, с учётом весьма значительных мощностей и потерь электроэнергии, на выходе из электростанций находятся повышающие трансформаторы, после которых посредством линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжения, согласно традиционной схеме, получает питание сеть понижающих питающих подстанций (1150-110 кВ), которые, в свою очередь, далее питают потребительские подстанции на номинальном напряжении 110-0,4 кВ.

Одна из таких понизительных подстанций ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края детально рассматривается в данной работе, в связи с её реконструкцией.

Очевидно, что основными составляющими современных понижающих трансформаторных подстанций является совокупность силовых трансформаторов и распределительных устройств.

Именно благодаря их слаженной работе обеспечиваются условия надёжности, электробезопасности, быстродействия и селективности (избирательности). Фактически, такими показателями обладают современные разработки электрических аппаратов, активно внедряющихся в последнее время для применения в распределительных устройствах трансформаторных подстанций энергосистемы всех типов и классов напряжения.

Таким образом, установлено, что применение современных электрических аппаратов в распределительных устройствах трансформаторных подстанций энергосистемы всех типов создаёт необходимые условия для обеспечения нормальной и надёжной работоспособности не только самой подстанции, но и всей электрической сети и, как результат, - всей энергосистемы в целом. Поэтому реконструкция схем электрических соединений и модернизация оборудования современных трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы всех типов

является актуальным заданием современной электроэнергетики.

Известно, что к современным трансформаторным понизительным подстанциям предъявляются жёсткие требования по следующим техническим критериям, а именно:

- условия надёжности питания потребителей соответствующих категорий согласно [7];
- принцип бесперебойности передачи электроэнергии потребителям соответствующих категорий надёжности согласно принятых схем нормальных режимов;
- нормы электробезопасности при выполнении электромонтажных, ремонтных работ и работ по обслуживанию и осмотру всего оборудования подстанций;
- применение резервирования на всех ответственных участках распределительной, питающей сети и потребителей подстанции, отказ от системы «холодного» резерва (оборудование не находится в работе в нормальной схеме подстанции);
- применение секционирования на всех звеньях электрической сети в распределительных устройствах подстанции (как правило, применяется секционирование систем сборных шин распределительных устройств);
- применение стандартных разработанных схем распределительных устройств и подстанций, в которые изменения должны быть обоснованы только расчётным технико-экономическим путём;
- обеспечения коммутационной способности оборудования распределительных устройств подстанции (путём установки коммутационной аппаратуры в распределительных устройствах подстанций);
- обеспечение динамической устойчивости системы (проверяется соответствующими расчётами и моделированием всей системы, в которую входит подстанция);

- обеспечение транзита и резерва мощностей для питания других объектов (применяется для узловых и транзитных подстанций);
- соблюдение баланса мощностей во всех режимах, включая баланс по реактивной мощности, применение компенсирующих устройств реактивной мощности (при необходимости);
- обеспечение защиты всех важнейших узлов и ветвей цепи подстанции, а также важнейшего оборудования (например, трансформаторов), для чего применяются аппараты защиты с установленными на их приводах устройствами релейной защиты;
- использование термически устойчивого оборудования, способного выдерживать длительные сквозные токи короткого замыкания;
- автоматизация силового, контрольного, измерительного оборудования путём внедрения средств и устройств автоматики в схемы нормальных режимов подстанций;
- применение современных средств автоматизации на всех уровнях и звеньях подстанций: телеизмерений, автоматизированных систем учёта и контроля электроэнергии, автоматизированных систем управления режимами, систем управления электроснабжением подстанций;
- ремонтнопригодность всего оборудования схемы нормальных соединений подстанции;
- «живучесть» основных узлов, систем и оборудования трансформаторных подстанций;
- возможность дальнейшего расширения, модернизации и реконструкции схемы главных соединений распределительных устройств подстанций;
- применение блочных конструкций;
- использование современного оборудования распределительных устройств подстанций (приоритет отдаётся устройствам с элегазовой и вакуумной изоляцией);

- минимальные стоимости эксплуатации и ремонта при максимальном технико-экономическом эффекте.

Принципы резервирования потребителей в зависимости от категории надёжности основаны на обеспечении каждого потребителя минимально необходимым числом источников питания. Известно, что для 1 и 2 категории их должно быть два, для третьей категории надёжности достаточно применение одного источника. При этом особая группа первой категории предусматривает наличие резервирования с использованием третьего источника. Данные принципы являются основными при выборе источника и схемы питания. При этом также регламентируется время перерыва в электроснабжении: для особой и первой категории оно должно быть не больше, чем время не автоматическое включение резерва, для второй категории – не более, чем включение резервного питания (допускается ручное неавтоматическое включение), а для третьей категории перерыв в электроснабжении должен составлять не более суток [7]. Принцип резервирования в схеме питания потребителей соответствующей категории надёжности должен быть внедрён в принципиальной однолинейной схеме на объекте исследования согласно [10].

Также для выбора электрооборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы рекомендовано использовать фактические показания максимальной нагрузки с целью уменьшения погрешности расчётов. Кроме того, к установке в распределительных устройствах трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы в последние годы рекомендованы новейшие разработки коммутационной и защитной аппаратуры, имеющие повышенные показатели надёжности, экономичности, запаса ресурса и безопасности.

Также при разработке схемных решений следует учесть критерии по электробезопасности. Поэтому в населённых пунктах, в таких случаях, используются только изолированные проводники (кабельные линии, провода СИП и другие аналогичные разработки проводникового материала).

«Неукоснительное выполнение основных требований и аспектов к схемам и оборудованию трансформаторных подстанций и энергосистем приводит к реализации технически грамотного проекта, обеспечивающего высокую эффективность внедрения принятых решений и экономическую целесообразность внедрения основных мероприятий требуемой реконструкции» [3] схемы главных электрических соединений ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края. Все приведённые требования должны быть учтены при дальнейшей разработке рекомендаций по реконструкции схемы электрических соединений нормального режима и модернизации основного оборудования данного объекта.

Разработка предложений по реконструкции подстанции

Далее в работе проводится аргументированный выбор и обоснование предложений по реконструкции электрической части ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Данные рекомендации состоят из двух основных групп мероприятий:

- первая группа – модернизация оборудования распределительных устройств подстанции, а также замена трансформаторов на подстанции;
- вторая группа – реконструкция схемы электрических соединений подстанции.

Как было указано ранее, актуальность данной работы связана с возникновением острой проблемы по обеспечению потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края бесперебойной и качественной электроэнергией.

Это выражено в том, что нагрузка существующих трансформаторов подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края номинальных мощностей 20 и 25 МВА, достигла своего предела и составляет около 90% от номинала по данным зимних контрольных замеров 2021-2022 года.

Для обеспечения сохранности трансформаторов, выведена система аварийного ввода резерва подстанции, что существенно влияет на параметры надежности и бесперебойности в системе электроснабжения северо-западной части Шкотовского района.

Кроме того, практически все оборудование ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края имеет 100% физический износ, поскольку дата его ввода в эксплуатацию – 70-е годы прошлого столетия.

В связи с этим, для повышения надежности энергосистемы, а также для удовлетворения дополнительного спроса на электрическую энергию, требуется полная замена всего устаревшего оборудования, а также замена двух трансформаторов мощностью 20 и 25 МВА на трансформаторы 40 МВА.

По расчетам перспективного спроса на обеспечение вновь подключаемых абонентов к сетям 6 кВ в 2023 году, дополнительно потребуется 5 МВт, поэтому замена силовых трансформаторов на подстанции весьма актуальна.

Из оборудования распределительных устройств ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края в первую очередь, необходимо заменить все устаревшие масляные выключатели и разрядники (во всех РУ напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ), а также разъединители (в РУ-110 кВ и РУ-35 кВ) и питающее оборудование вторичных сетей (трансформаторы тока и напряжения).

Также следует произвести расширение схемы ОРУ-110 кВ для подключения строящейся питающей ВЛ-110 кВ от ПС-220/110/10 кВ «Патрокл», что связано с возросшей нагрузкой потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края. Это также обусловлено тем, что сеть районных подстанций 110 кВ, не имеют единой связи по 110 кВ, что существенно препятствует в распределении потоков мощности, а также отсутствия резервирования электроснабжения по 110 кВ при возникновении аварийных отключений и в ремонтных режимах.

Таким образом, создается «кольцо» линий электропередач 110 кВ и дополнительная связь трансформаторных подстанций, что значительно увеличивает надежность электроснабжения потребителей Шкотовского района, ведет к оптимизации потерь электрической энергии, повышению надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей. В результате этого мероприятий, схема районных сетей напряжением 110 кВ будет более гибкой и оперативной.

Кроме того, в схеме электрических соединений РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, необходимо создать условия для обеспечения резервирования, применив другой тип схемы.

Данная новая схема РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края выбирается в работе далее.

Все указанные рекомендации проверяются расчётным путём в работе далее.

Выводы по разделу.

В работе было приведено описание и анализ исходной схемы электрических соединений ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, с последующим анализом технических данных нагрузки потребителей.

Проведён анализ основных требований, предъявляемых к схемам главных электрических соединений нормального режима и основному оборудованию понизительных подстанций энергосистемы.

На основании полученных аналитических данных проведённого анализа, установлено, что в работе рекомендуется внедрить предложенные мероприятия по реконструкции схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, осуществляемое путём внедрения двух основных групп мероприятий:

- первая группа – модернизация оборудования распределительных устройств подстанции, а также замена силовых трансформаторов на подстанции;

– вторая группа – реконструкция схемы электрических соединений подстанции, включающая расширение ОРУ-110 кВ в связи с подключением новой строящейся питающей ВЛ-110 кВ от ПС-220/110/10 кВ «Патрокл», что связано с возросшей нагрузкой потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел». Также в схеме электрических соединений ОРУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, необходимо создать условия для обеспечения резервирования и бесперебойного электроснабжения потребителей, применив другой тип схемы (выбирается в работе далее).

Таким образом, установлено, что практическая реализация предложенных мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/6 кВ «Факел» с внедрением приведённых основных групп мероприятий, будет способствовать значительному повышению параметров надёжности, бесперебойности, электробезопасности и экономичности на объекте исследования.

Анализ нагрузки подстанции

Построение и анализ суточных графиков нагрузок подстанции

Далее в работе, для достижения поставленной цели, необходимо провести построение и анализ суточных графиков нагрузок подстанции, результаты которых далее будут использованы для расчёта максимальных рабочих токов с последующими выбором и проверкой силовых трансформаторов, проводников линий, сборных шин, а также нового основного оборудования распределительных устройств электрической части ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

По известному числу и мощности потребителей на заданном напряжении, определяются значения активной нагрузки потребителей электрической части ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края в максимальном режиме работы системы:

$$P_{\max.i} = S_{\max.i} \cdot \cos \varphi_{i.}, \text{ МВт}, \quad (1)$$

где $S_{\max.i}$ – полная мощность i -го потребителя, МВА;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности, о.е.

По условию (1) для потребителей электрической части ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Для первого потребителя (ТП-35/10 кВ «Дальняя»):

$$P_{\max.1} = 8,75 \cdot 0,88 = 7,7 \text{ МВт}.$$

Для второго потребителя (ТП-35/10 кВ «Троицкое»):

$$P_{\max.2} = 8,75 \cdot 0,88 = 7,7 \text{ МВт}.$$

Для третьего потребителя (обобщённая нагрузка ТП-6/0,4 кВ и РП-6 кВ):

$$P_{\max.2} = 13,995 \cdot 0,78 = 10,851 \text{ МВт.}$$

Значения реактивной нагрузки потребителей электрической части ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края в максимальном режиме работы:

$$Q_{\max.i} = \sqrt{S_{\max.i}^2 - P_{\max.i}^2}, \text{ МВАр.} \quad (2)$$

где $S_{\max.i}$ – полная мощность i -го потребителя, МВА;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

По условию (2) для потребителей электрической части ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Для первого потребителя (ТП-35/10 кВ «Дальняя»):

$$Q_{\max.1} = \sqrt{8,75^2 - 7,70^2} = 4,725 \text{ МВАр.}$$

Для второго потребителя (ТП-35/10 кВ «Троицкое»):

$$Q_{\max.2} = \sqrt{8,75^2 - 7,70^2} = 4,725 \text{ МВАр.}$$

Для третьего потребителя (обобщённая нагрузка ТП-6/0,4 кВ и РП-6 кВ):

$$Q_{\max.1} = \sqrt{13,995^2 - 10,851^2} = 8,944 \text{ МВАр.}$$

Значения максимальных нагрузок принимаются за 100% суточных замеров мощностей. В соответствии с этим допущением, определяется действительные значения мощности на каждой i -той ступени графиков.

Суммарная активная нагрузка на шинах СН и НН реконструируемой подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края определяется по формулам [16]:

$$P_{1-3} = P_1 + P_2 + P_3, \text{ МВт.} \quad (3)$$

$$Q_{1-3} = Q_1 + Q_2 + Q_3, \text{ МВар.} \quad (4)$$

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}, \text{ МВА.} \quad (5)$$

«Результаты расчета суммарных нагрузок ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края по условиям (3) – (5) приведены в таблице 2» [9].

Таблица 2 – Результаты расчета суммарных нагрузок ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Интервал времени, Δt_i , ч	$P_{\Sigma z}$, МВт	$Q_{\Sigma z}$, МВар	$S_{\Sigma z}$, МВА	$P_{\Sigma л}$, МВт	$Q_{\Sigma л}$, МВар	$S_{\Sigma л}$, МВА
0...1	15,051	10,378	17,689	12,425	8,539	14,496
1...2	15,051	10,378	17,689	12,425	8,539	14,496
2...3	14,281	9,906	16,785	11,655	8,066	13,592
3...4	14,281	9,906	16,785	11,655	8,066	13,592
4...5	16,836	11,931	20,049	14,211	10,091	16,856
5...6	17,991	12,640	21,404	14,211	10,091	16,856
6...7	19,146	13,348	22,760	15,366	10,800	18,211
7...8	21,316	15,137	25,572	18,691	13,298	22,379
8...9	24,396	17,027	29,186	20,231	14,243	24,186
9...10	24,396	17,027	29,186	19,461	13,770	23,282
10...11	19,916	13,821	23,663	16,136	11,273	19,115
11...12	19,916	13,821	23,663	16,136	11,273	19,115
12...13	23,083	16,107	27,579	20,458	14,268	24,386
13...14	23,083	16,107	27,579	20,458	14,268	24,386
14...15	19,216	13,163	22,709	15,821	10,851	18,612
15...16	18,446	12,690	21,805	15,821	10,851	18,612
16...17	18,446	12,690	21,805	15,821	10,851	18,612
17...18	20,616	14,479	24,617	18,376	12,876	21,876
18...19	23,241	16,318	27,831	20,231	14,243	24,186
19...20	25,096	17,685	30,140	22,471	15,846	26,947
20...21	26,251	18,394	31,495	23,626	16,555	28,302
21...22	24,623	17,052	29,386	21,998	15,213	26,193
22...23	20,773	14,690	24,869	18,148	12,851	21,676
23...24	19,688	13,796	23,463	17,063	11,956	20,270
Итого	485,14	338,49	577,71	412,89	288,68	490,23

По результатам расчетов строятся суточные графики электрических нагрузок ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края (рисунки 2-4).

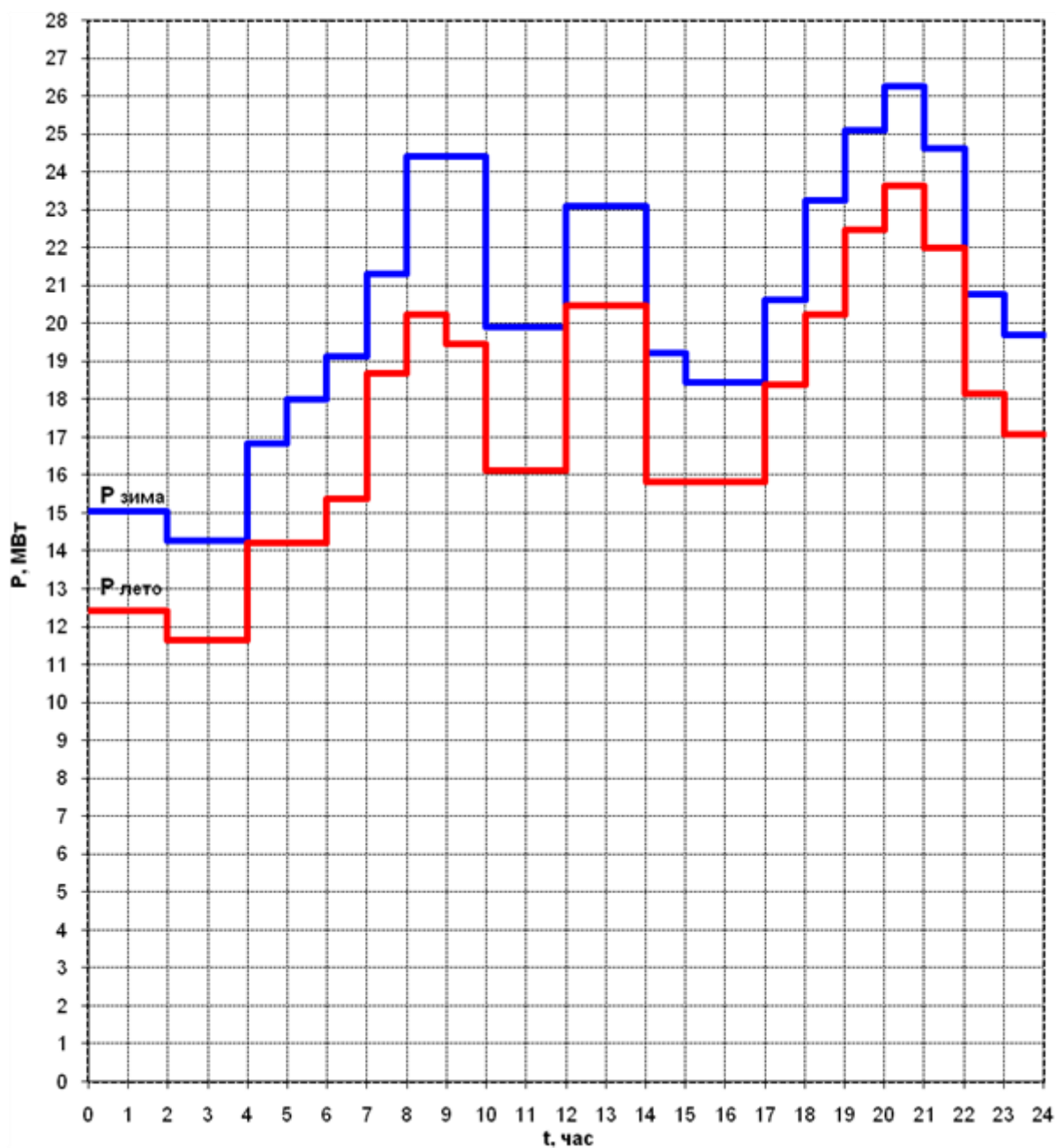


Рисунок 2 – Суточный график активной мощности зимнего и летнего периода для ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Суточный график реактивной мощности зимнего и летнего периода для реконструируемой ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края представлен на рисунке 3.

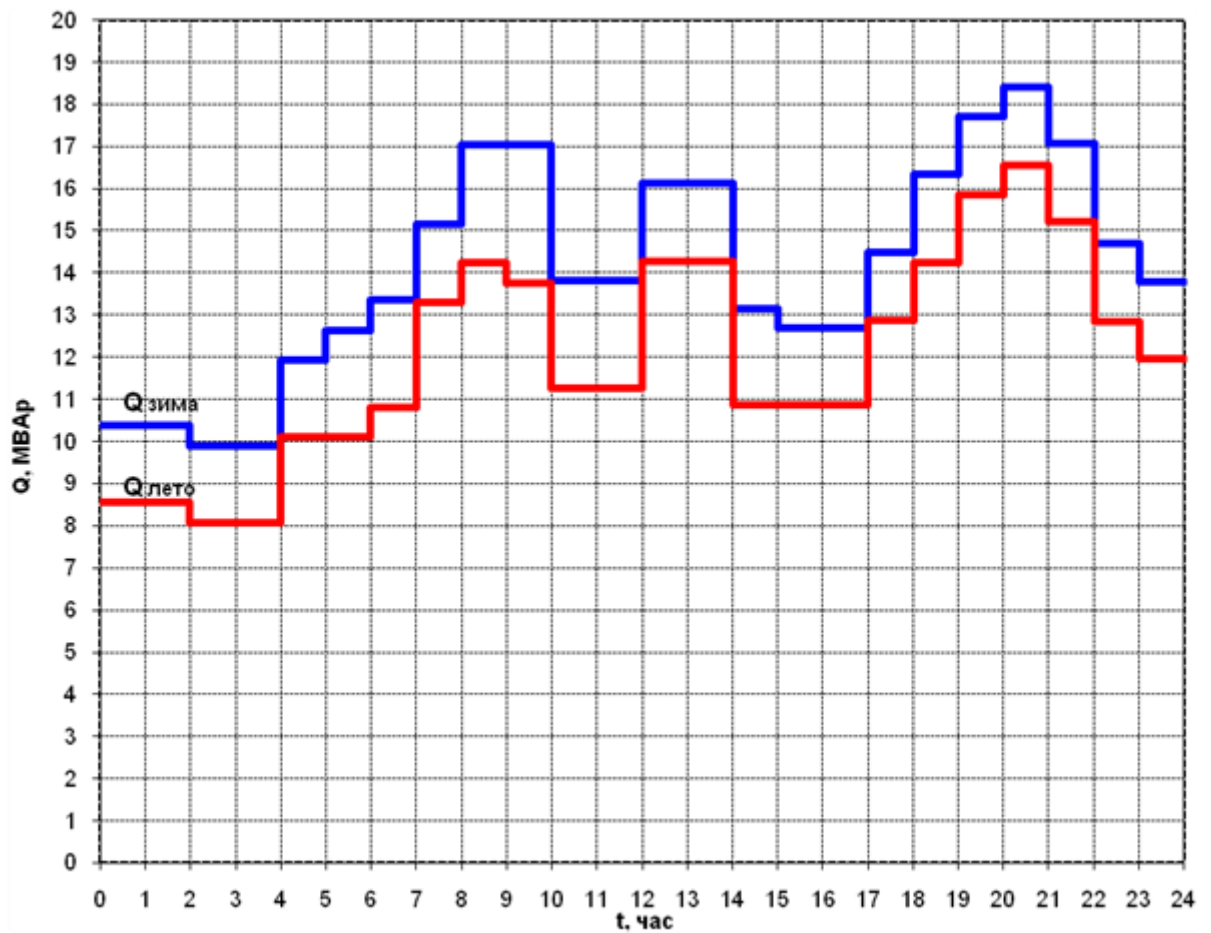


Рисунок 3 – Суточный график реактивной мощности зимнего и летнего периода для ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

«Суточный график полной мощности зимнего и летнего периода для реконструируемой ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края представлен на рисунке 4» [5].

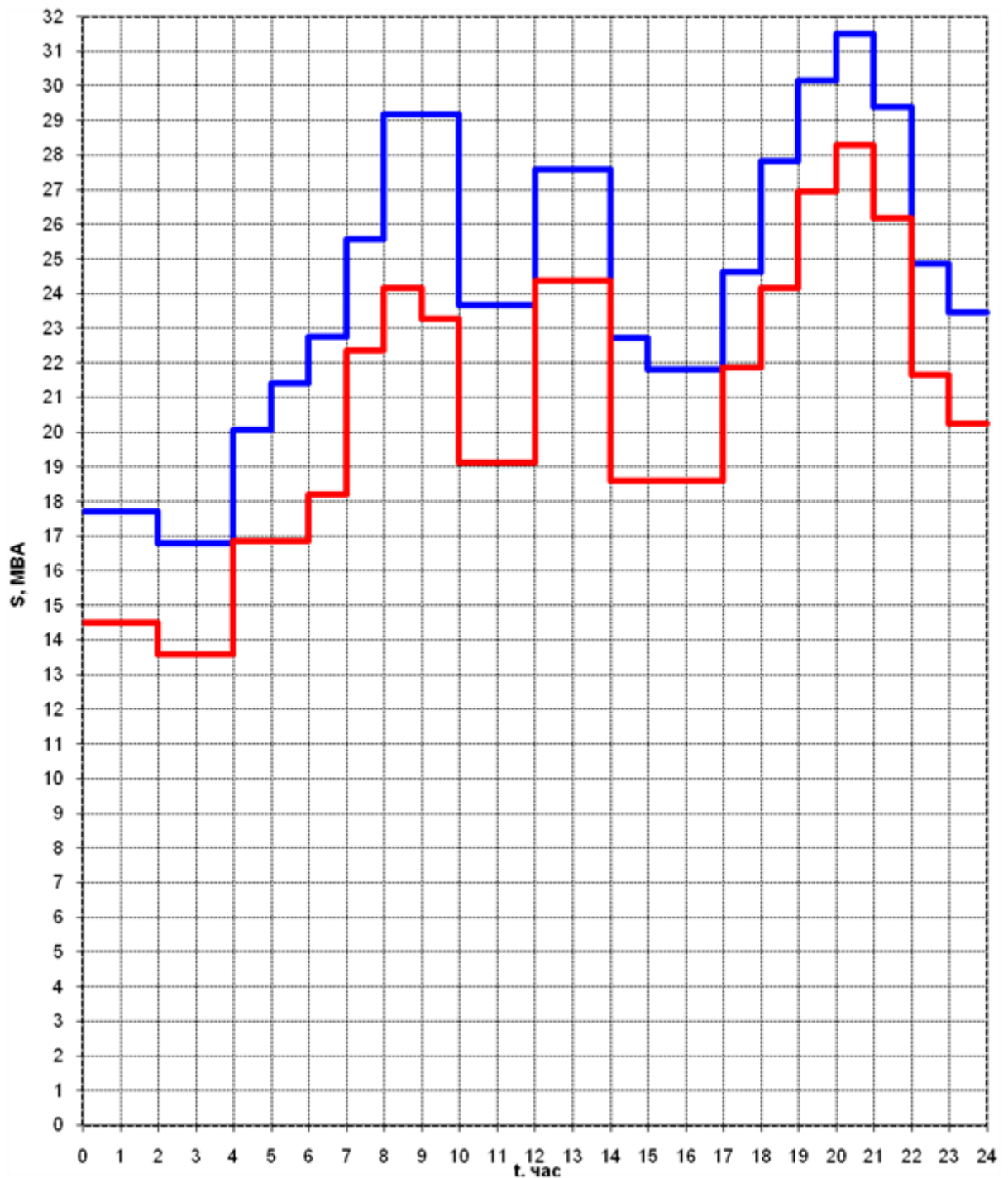


Рисунок 4 – Суточный график полной мощности зимнего и летнего периода для ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Далее проводится анализ полученных графиков нагрузки ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Известно, что основными показателями и коэффициентами, характеризующими графики нагрузок, являются:

- годовое потребление активной энергии W , средняя активная мощность за сутки $P_{cp.cym}$;
- годовое число часов использования максимума активной нагрузки T_{MAX} ;
- время максимальных потерь τ ;
- коэффициент заполнения графика $K_{зп}$.

Средняя полная мощность за сутки:

$$S_{cp.cym} = \frac{W_{сут}}{24}, MVA, \quad (6)$$

где $W_{сут}$ – суточный расход электроэнергии, МВт·ч.

При этом, с учётом интервалов и ступеней графика:

$$W_{сут} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, MВт \cdot ч, \quad (7)$$

где P_i – мощность i -той ступени графика нагрузки, МВт;

t_i – продолжительность i -той ступени.

Результаты расчетов средней полной мощности потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края за сутки в зимний и летний периоды сведены в таблицу 3.

Средняя активная мощность за сутки:

$$P_{cp.cym} = \frac{W_{сут}}{24}, MВт. \quad (8)$$

Результаты расчетов средней активной мощности потребителей за сутки в зимний и летний периоды сведены в таблицу 3.

Коэффициент заполнения графиков нагрузки:

$$K_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}. \quad (9)$$

Результаты расчетов коэффициентов заполнения графиков нагрузки за сутки в зимний и летний периоды сведены в таблицу 3.

Годовое число часов использования максимума активной нагрузки:

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max}}, \text{ ч.} \quad (10)$$

где $W_{год}$ – годовое потребление активной энергии, $МВт \cdot ч$;

P_{MAX} – максимальная активная мощность, $МВт$.

Так как зимний и летний суточные графики нагрузки совпадают, то можно воспользоваться соотношением:

$$W_{год} = 250 \cdot W_{сут з} + 115 \cdot W_{сут л}, \text{ } МВт \cdot ч. \quad (11)$$

Годовое потребление активной энергии $W_{год}$ приведено в таблице 3.

Годовое число часов использования максимума нагрузки приведено в таблице 3.

Время максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ ч.} \quad (12)$$

Время максимальных потерь для всех потребителей приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Основные показатели и технические данные, полученные в результате анализа графика нагрузки потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Потребитель	S _{ср.з.} , МВА	S _{ср.л.} , МВА	P _{ср.з.} , МВт	P _{ср.л.} , МВт	K _{зп.з.}	K _{зп.л.}	W _{сут.з.} , МВт·ч	W _{сут.л.} , МВт·ч	W _{год.} , МВт·ч	T _{max} , ч	τ, ч
ПС «Дальняя»	6,962	5,617	6,176	5,021	0,80	0,72	148,225	120,505	50914,325	6612	5401
ПС «Троицкая»	6,717	5,824	5,968	5,198	0,78	0,75	143,220	124,740	50150,1	6513	5266
ТП и РП	10,392	8,985	8,070	6,985	0,74	0,72	193,690	167,648	67702,102	6239	4900
Всего по ПС	24,071	20,426	20,214	17,204	0,77	0,73	485,135	412,893	168766,53	6429	5152

Основные показатели и технические данные, полученные в результате анализа графика нагрузки потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, используются в работе далее.

2.2 Проверка мощности силовых трансформаторов подстанции

Как было указано ранее, на подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, в результате проведения реконструкции, предложено установить два трансформатора мощностью 40 МВА каждый.

Учитывая полученные значения показателей и технических данных, полученных в результате анализа графика нагрузки потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, проводится расчётная проверка мощности новых трансформаторов на подстанции.

«К нагрузке на шинах 35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края относятся» [17]:

- «питание ВЛ-35 кВ к ПС-35/10 кВ «Дальняя» с двумя трансформаторами мощностью по» [11] 2,5 МВт каждый (суммарная потребляемая мощность – 5 МВт);
- питание ВЛ-35 кВ ПС-35/10 кВ «Троицкая» с потребляемой мощностью 5 МВт.

К нагрузкам на шинах 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края относятся следующие кабельные линии потребителей (графический лист 1): 1Ал-П-6; 1л-П-6; 6л-П-6; 8л-П-6; 10л-П-6; 12л-П-6; 14л-П-6; 15л-П-6; 21л-П-6; 20л-П-6; 22л-П-64; 24л-П-6; 26л-П-6; 32л-П-6; 34л-П-6; 36л-П-6; 38л-П-6.

«Наибольшая полная мощность потребителей на шинах НН и СН определяется по формуле» [13]:

$$S_{\text{расч.макс}} = k_{p.m} \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}}}{100} \right) \sqrt{\left(\sum_1^n P_{\text{макс}} \right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{\text{макс}} \right)^2}, \text{ МВА.} \quad (13)$$

где « $k_{p.m}$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузок рассчитываемой подстанции, $k_{p.m.} = 0,85 - 1$ » [9];

« $P_{\text{пост}}$, $P_{\text{пер}}$ – постоянные и переменные потери, %, принимаемые соответственно 2% и 8%» [9];

« $P_{\text{макс}}$, $Q_{\text{макс}}$ – наибольшая активная и реактивная мощности на шинах НН или СН» [9].

«Мощность каждой подстанции равна произведению количества трансформаторов на мощность одного трансформатора с учетом номинальной загрузки трансформатора, которая не должна превышать 70%» [10]:

$$S_{\text{ПС}} = k_z \cdot N_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.}}, \text{ МВА.} \quad (14)$$

Проводится расчёт на примере одной из нагрузок 35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края – для ПС-35/10 кВ «Дальняя»:

$$S = 0,7 \cdot 2 \cdot 2500 = 8750 \text{ МВА.}$$

$$P = 8750 \cdot 0,88 = 7700 \text{ МВт.}$$

$$Q = 8750 \cdot 0,54 = 4725 \text{ МВАр.}$$

Расчет суммарной мощности на шинах 35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края сведён в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта суммарной мощности на шинах 35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Наименования потребителей	Мощность нагрузки, кВА	Коэф. загрузки	cos φ	Мощность подстанции		
				S, кВА	P, кВт	Q, кВАр
ПС-35/10 кВ «Дальняя»	2500	0,7	0,88	8750	7700	4725
ПС-35/10 кВ «Троицкая»	5000			8750	7700	4725
Мощность присоединений 35 кВ				17500	15400	9450

Расчет суммарной мощности на шинах 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края сведён в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта суммарной мощности на шинах 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Наименования потребителей	Мощность		
	S, кВА	P, кВт	Q, кВАр
1Ал-П-6	1100	821	730
1л-П-6	980	730	655
6л-П-6	570	450	350
8л-П-6	850	660	535
10л-П-6	710	550	450
12л-П-6	870	680	545
14л-П-6	695	540	437
15л-П-6	720	570	440
21л-П-6	1250	905	865
20л-П-6	1100	821	730
22л-П-64	725	562	451
24л-П-6	680	535	420
26л-П-6	980	730	655
32л-П-6	820	640	515
34л-П-6	590	580	345
36л-П-6	605	490	355
38л-П-6	750	587	466
Мощность присоединений 6 кВ	13995	10851	8944

Максимальная полная мощность на шинах СН (35 кВ) ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края:

$$S_{\text{расч.макс.35}} = 0,95 \left(1 + \frac{2+8}{100} \right) \cdot 17500 = 18287,5 \text{ МВА.}$$

Максимальная полная мощность на шинах НН (6 кВ) ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края:

$$S_{\text{расч.макс.6}} = 0,85 \left(1 + \frac{2+8}{100} \right) \cdot 13995 = 13085 \text{ МВА.}$$

Суммарная полная мощность ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, МВА:

$$S_{\text{ПС}} = S_{\text{расч.макс.6}} + S_{\text{расч.макс.35}} + S_{\text{тсн}}, \text{ МВА.} \quad (15)$$

В числовых значениях по (15):

$$S_{\text{ПС}} = 13085 + 18287,5 + 160 = 31532,5 \text{ МВА.}$$

Таким образом, исходя из полученных результатов, к «установке на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, принимается два силовых трансформатора ТДТН-40000/110 с напряжением на шинах 115/38,5/6,6 кВ, мощностью 40 МВА, с учетом роста нагрузки вследствие возрастания требуемых мощностей» [13].

Известно, что силовой трансформатор на подстанции в нормальном режиме должен работать с коэффициентом загрузки, не превышающим значение 0,7.

Это условие выражается так:

$$k_{3.н} \leq 0,7. \quad (16)$$

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки трансформатора не должен быть выше значения 1,4:

$$k_{3.a} \leq 1,4. \quad (17)$$

Нагрузка, которая приходится на один силовой трансформатор ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края:

$$S_T = \frac{S_{ПС}}{2}. \quad (18)$$

По условию (18) для одного силового трансформатора, установленного на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края в результате проведения реконструкции:

$$S_m = \frac{31532,5}{2} = 15766,25 \text{ кВА}.$$

Таким образом, коэффициент загрузки трансформатора подстанции в нормальном режиме не превышает установленные значения по (16):

$$k_{3.H} = \frac{15766,25}{40000} = 0,394 \leq 0,7.$$

Коэффициент загрузки трансформатора подстанции в послеаварийном режиме также удовлетворяет условию (17):

$$k_{3.a} = \frac{2 \cdot 15766,25}{40000} = 0,788 \leq 1,4.$$

Таким образом, «установлено, что два силовые трансформатора марки ТДТН-40000/110, которые рекомендованы для установки на ПС-110/35/6 кВ» [19] «Факел» Приморского края в результате проведения реконструкции, удовлетворяют всем условиям выбора и проверок.

Выводы по разделу.

В разделе осуществлено построение и анализ суточных графиков нагрузок подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, с последующим определением основных показателей и характеристик суточного графика нагрузки объекта исследования.

Учитывая полученные значения показателей и технических данных, полученных в результате анализа графика нагрузки потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, проведена расчётная проверка мощности новых трансформаторов на подстанции.

«Установлено, что два силовые трансформатора марки ТДТН-40000/110, которые рекомендованы для установки на ПС-110/35/6 кВ» [2] «Факел» Приморского края в результате проведения реконструкции, удовлетворяют всем условиям выбора и проверок.

3 Расчёт токов коротких замыканий на подстанции

«Известно, что выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей по электродинамической и термической устойчивости производится по току трехфазного короткого замыкания (далее – КЗ)» [12].

«Поэтому в работе производится расчет токов трёхфазного КЗ для всех РУ» [18] (110 кВ, 35 кВ и 6 кВ) ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Таким образом, в работе проводится расчёт значения максимального тока трёхфазного короткого замыкания на сборных шинах ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, по которому будут проверены на термическую и электродинамическую стойкость электрические аппараты и шинные конструкции, выбранные для установки в соответствующих распределительных устройствах подстанции.

Кроме того, по минимальным значениям тока КЗ на шинах всех РУ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края будут проверены уставки релейной защиты на надёжность срабатывания.

«Поэтому, так как номинальных ступеней напряжения в схеме объекта исследования две, на них проводится расчёт токов КЗ в максимальном режиме работы системы (режим трёхфазного КЗ), а также ток двухфазного КЗ, который принимается как минимальный ТКЗ» [16].

«Так как на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края установлены два одинаковые по номиналу и мощности силовые трансформаторы, следовательно, результаты расчёта токов КЗ в сети 6 кВ за ними будут также одинаковы (с допустимой погрешностью)» [8].

Значения токов КЗ в системе ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края будут использованы при выборе и проверке нового оборудования распределительных устройств в работе далее.

Для расчета токов КЗ на шинах ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края «составляется схема замещения по структурной схеме подстанции (рисунок 5)» [20].

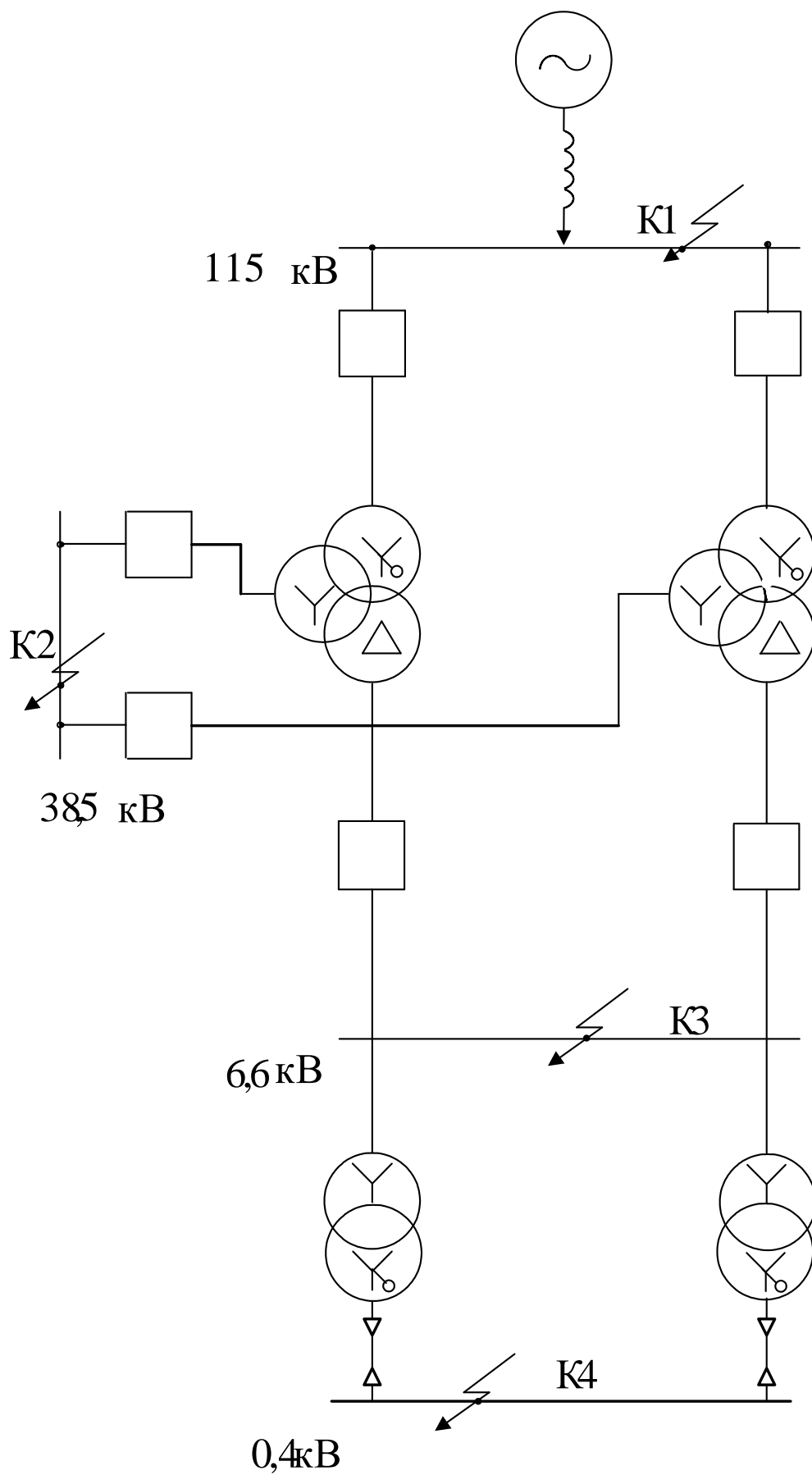


Рисунок 5 – Расчетная схема ПС-110/35/6 кВ «Факел» для расчета токов КЗ

Для составления схемы замещения, каждый элемент замещается эквивалентным сопротивлением. Как правило, в сети напряжением выше 1 кВ решающее значение имеют индуктивные сопротивления элементов. Значениями активных сопротивлений при расчёте токов КЗ в таком случае можно пренебречь [17].

Составляется исходная схема замещения по расчётной схеме электрической сети ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского (рисунок 6).

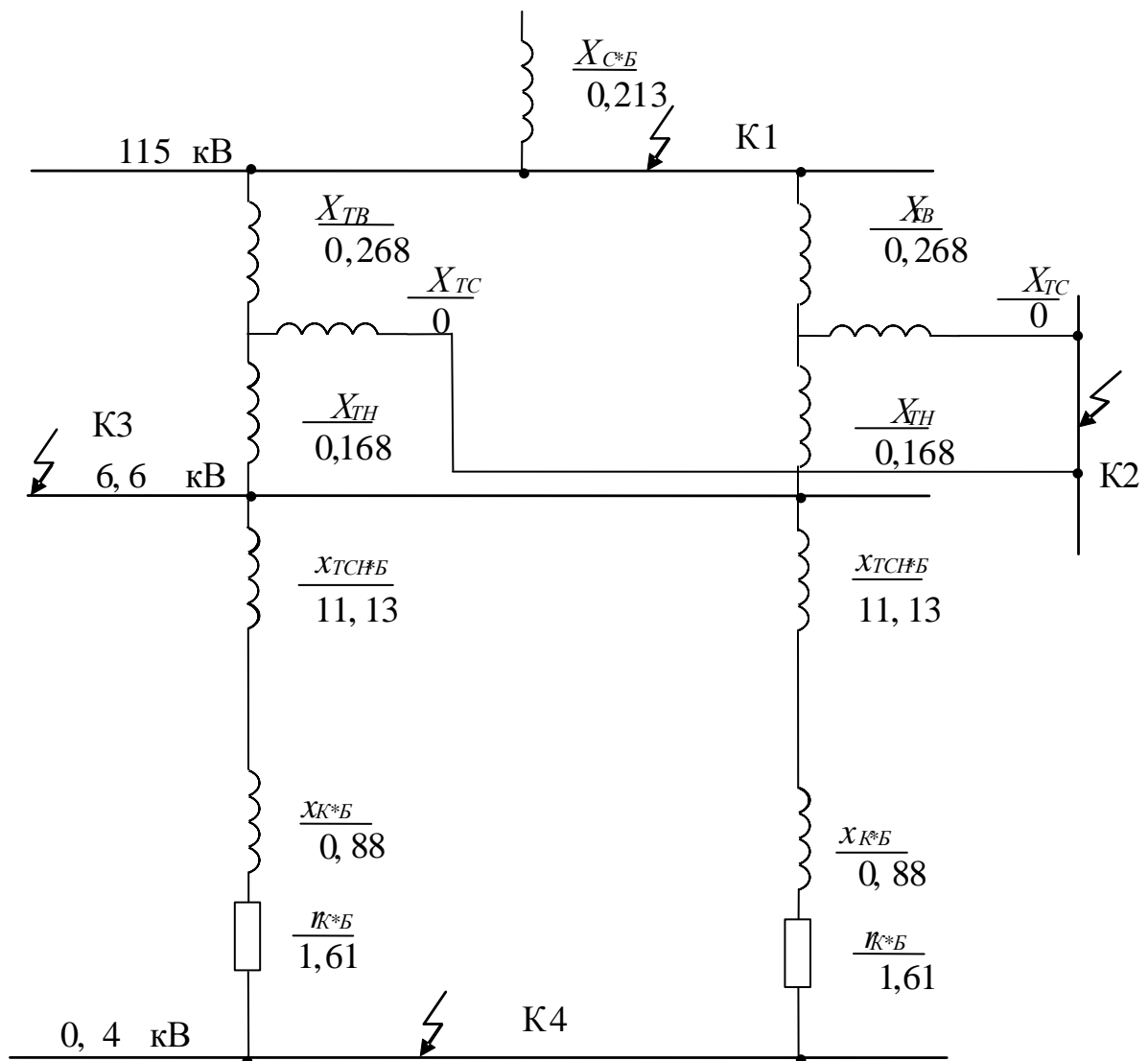


Рисунок 6 – Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания

В исходной схеме для расчёта токов КЗ необходимо учесть все основные элементы, которые влияют на результаты расчёта своими индуктивными

сопротивлениями, которые необходимо учитывать в данных схемах в первую очередь [12].

Далее проводится расчёт параметров схемы замещения ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края в относительных единицах, с последующим приведением их к именованным.

«Сопротивления приводятся к принятой базисной мощности, равной 100 МВА» [12].

«Расчёт производится при условии, что система высшего и среднего напряжений работают в максимальном режиме, а переключатель РПН на силовом трансформаторе ТДТН находится в среднем положении» [17].

«Сопротивление энергосистемы определяется по формуле» [12]:

$$x_{c*} = \frac{S_{\sigma}''}{S_{\kappa}}, \text{ o.e.}, \quad (19)$$

где « S_{κ}'' - полная мощность трёхфазного КЗ на шинах энергосистемы (по данным энергосистемы)» [9].

По условию (19):

$$x_{c*} = \frac{100}{470} = 0,213 \text{ o.e.}$$

Далее проводится расчёт индуктивных сопротивлений силового трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края с учётом паспортных данных, в относительных единицах, при приведении к базисным условиям [12].

Напряжения КЗ, %, для отдельных обмоток силового трёхобмоточного трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края определяются по формулам:

$$\begin{aligned}
U_{кв} &= 0,5(U_{вс} + U_{вн} - U_{сн}), \\
U_{кс} &= 0,5(U_{вс} + U_{сн} - U_{вн}), \\
U_{кн} &= 0,5(U_{сн} + U_{вн} - U_{вс}).
\end{aligned}
\tag{20}$$

Согласно условия (20):

$$\begin{aligned}
U_{кв} &= 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%, \\
U_{кс} &= 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = 0 \%, \\
U_{кн} &= 0,5(6,5 + 17,5 - 10,5) = 6,75 \%.
\end{aligned}$$

«В схеме замещения каждая обмотка трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края представлена, как отдельный элемент, поэтому рассчитываются сопротивления каждой обмотки в отдельности по формуле в результате ПАВ режима» [14]:

$$X_T = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.т}}, \tag{21}$$

где « $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА» [18].

Согласно условия (21):

$$\begin{aligned}
X_{т.в} &= \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,268 \text{ Ом.} \\
X_{т.с} &= \frac{0}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0 \text{ Ом.} \\
X_{т.н} &= \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,168 \text{ Ом.}
\end{aligned}$$

«Преобразуя исходную схему замещения, определяются результирующие сопротивления до рассматриваемой точки короткого замыкания $X_{PEЗ}$, периодическая составляющая трёхфазного тока короткого

замыкания I_K , ударный ток i_y и мощность короткого замыкания S_K , а также ток двухфазного КЗ» [18].

«Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания, при приведении к базисным условиям» [12], в именованных единицах:

$$I''_{к.і} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cm1} X_{pez\delta*}}, \text{ кА.} \quad (22)$$

Далее, исходя из определённых ранее индуктивных сопротивлений всех основных элементов схемы замещения, определяются результирующие (эквивалентные) сопротивления к каждой точке КЗ.

Результирующее сопротивление к точке К1 в относительных расчётных единицах:

$$X_{PE3.K1} = X_C, \text{ о.е.} \quad (23)$$

Определяются результирующие сопротивления до рассматриваемой точки КЗ.

Согласно условия (23):

$$X_{PE3.K1} = X_C = 0,213 \text{ о.е.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К1, при приведении к базисным условиям» [18], в именованных единицах по (22):

$$I''_{к1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,213} = 2,357 \text{ кА.}$$

Результирующее сопротивление к точке К2 в относительных расчётных единицах, при параллельном соединении элементов:

$$X_{\text{рез.2}} = \frac{(X_{TB} + X_{TC}) \cdot (X_{TB} + X_{TC})}{2 \cdot X_{TB} + 2 \cdot X_{TC}}, \text{ o.e.} \quad (24)$$

Согласно условия (24):

$$X_{\text{рез.2}} = 0,213 + \frac{1}{2} \cdot 0 + \frac{1}{2} \cdot 0,268 = 0,343 \text{ o.e.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К2, при приведении к базисным условиям» [18], в именованных единицах по (22):

$$I''_{\text{к2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 0,343} = 4,372 \text{ кА.}$$

Результирующее сопротивление к точке К3 в относительных расчётных единицах, при последовательно-параллельном соединении элементов:

$$X_{\text{рез.3}} = X_{\text{рез.1}} + \frac{(X_{TB} + X_{TH}) \cdot (X_{TB} + X_{TH})}{2 \cdot X_{TB} + 2 \cdot X_{TH}}, \text{ o.e.} \quad (25)$$

Согласно условия (25):

$$X_{\text{рез.3}} = 0,213 + \frac{1}{2} \cdot 0,168 + \frac{1}{2} \cdot 0,268 = 0,427 \text{ o.e.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К2, при приведении к базисным условиям» [18], в именованных единицах по (22):

$$I''_{к3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 0,427} = 20,493 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётных точках схемы или начального значения апериодической составляющей тока КЗ в максимальном режиме» [12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I''_K, \text{ кА,} \quad (26)$$

где $k_{уд}$ – «ударный коэффициент» [12].

По условию (26) для расчётных точек схемы К1 и К2, значение ударных токов (начального значения апериодической составляющей тока КЗ) в именованных единицах:

– в точке К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,357 = 5,999 \text{ кА.}$$

– в точке К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,372 = 13,632 \text{ кА.}$$

– в точке К3:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20,49 = 52,161 \text{ кА.}$$

Значение двухфазного тока КЗ, необходимое для определения надёжности РЗиА в работе далее:

$$I_{no(min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K'', \text{ кА.} \quad (27)$$

Значение двухфазного тока КЗ, необходимое для определения надёжности РЗиА, по условию (27):

– в точке К1:

$$I_{no(min)к1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,357 = 2,040 \text{ кА.}$$

– в точке К2:

$$I_{no(min)к2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,372 = 3,786 \text{ кА.}$$

– в точке К3:

$$I_{no(min)к3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 20,49 = 17,744 \text{ кА.}$$

«Результаты расчёта токов короткого замыкания на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края представлены в таблице 6» [17].

Таблица 6 – Результаты расчёта токов короткого замыкания на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Параметры точки КЗ	U см, кВ	X _{рез} δ *	I ^{''} , кА	I ³ _у , кА	I ² _к , кА
К ₁	115,0	0,213	2,357	5,999	2,04
К ₂	38,5	0,343	4,372	13,632	3,786
К ₃	6,6	0,427	20,493	52,161	17,744

«Полученные в работе результаты расчёта токов короткого замыкания, а также величины ударных токов, на» [8] шинах 110 кВ и 6 кВ в максимальном режиме работы ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, используются в работе для соответствующих проверок выбранного нового оборудования распределительных устройств подстанции.

Выводы по разделу.

В работе проведён расчёт токов «короткого замыкания в максимальном режиме (начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания), а также величины ударных токов (начального значения апериодической составляющей тока КЗ) и значения минимального расчётного тока двухфазного короткого замыкания» [11], полученные в результате расчёта на шинах 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ в максимальном режиме работы ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Выбор электрических аппаратов и проводников, электрической схемы на подстанции «Факел»

4.1 Реконструкция схемы электрических соединений подстанции

Исходя из предложенных мероприятий по реконструкции схемы подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, проводится обоснование схем электрических соединений РУ подстанции.

На первом этапе реконструкции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края необходимо расширение ОРУ-110 кВ для установки ячейки под дополнительную питающую линию 110 кВ.

Схема ОРУ-110 кВ преобразуется из схемы 110-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем» в схему 110-9 с «Одной рабочей, секционированной выключателем, системой шин», по которой будет осуществляться возможный транзит электрической энергии на соседние подстанции, с дополнительной установкой выключателей в цепи трансформаторов и секционного выключателя.

Достоинствами данной схемы являются простота, наглядность, достаточно высокая надежность, способствующая осуществлять транзит электроэнергии на стороне 110 кВ с включенным секционным выключателем и коммутации выключателей в цепях трансформаторов без прекращения транзита и разрыва «кольца» 110 кВ.

Схема РУ-35 кВ – №35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» остается прежней. В нормальном режиме секционный выключатель отключен.

Схема ЗРУ-6 кВ – №6-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» также без изменений, но включает дополнительный монтаж конденсаторных установок.

Питание ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края в «аварийных режимах не нарушается благодаря наличию двух питающих линий,

присоединенных к разным секциям шин, каждая из которых рассчитана на полную нагрузку (100%-ный резерв по сети)» [2].

«При наличии такого резерва по сети, схема с одной секционированной системой шин может быть рекомендована для ответственных потребителей» [2]. «На напряжении 6-35 кВ применяется одиночная секционированная система сборных шин» [2].

«При этом секционный выключатель при работе обоих трансформаторов отключен в целях ограничения токов короткого замыкания, а также по условиям секционирования» [2].

«Источники питания и линии 6 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей» [2].

«На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. Если выключатель выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: сначала линейный, а затем шинный» [15].

«Вследствие однотипности и простоты операции, аварийность из-за неправильных действий дежурного персонала мала (основное достоинство данной схемы)» [2].

«Еще одним достоинством является возможность использования комплектных распределительных устройств (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки» [2].

«Потребители II категории подключаются двумя линиями к разным трансформаторам для обеспечения надежности электроснабжения. В нормальном режиме секционный выключатель выключен» [2].

Таким образом, исходя из технического задания и полученных расчётных данных, выбрана новая схема для применения в ОРУ-110 кВ на реконструируемой ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, а также обосновано применения схем РУ-35 кВ и РУ-6 кВ на объекте исследования без внесения в них кардинальных изменений.

4.2 Расчёт максимальных рабочих токов

Расчет максимальных рабочих токов на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края производится в соответствии с местом оборудования в схеме электрических соединений подстанции с условием резервирования.

Расчётные формулы для определения максимальных рабочих токов представлены в работе далее.

Значение максимального рабочего тока на вводах подстанции:

$$I_{p.\max} = \frac{\kappa_n n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ст}}, A, \quad (28)$$

где « κ_n – коэффициент перегрузки» [1];

« n – количество трансформаторов на подстанции» [1];

« S_m – проходная мощность трансформатора, кВА» [1];

« $U_{ст}$ – номинальное напряжение ступени, кВ» [1].

«Рабочий максимальный ток ввода трансформатора» [19]:

$$I_{p.\max 2} = \frac{\kappa_n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ст}}, A. \quad (29)$$

«Рабочий максимальный ток сборных шин» [19]:

$$I_{p.\max} = \frac{\kappa_n \cdot \kappa_{pn} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ст}}, A, \quad (30)$$

где κ_{pn} – коэффициент распределения нагрузки по сборным шинам.

«Ток в цепи линии» [19]:

$$I_{p.\max} = \frac{\kappa_n \cdot S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ст}}}, A, \quad (31)$$

где « $S_{\text{нагр}}$ –наибольшая мощность потребителей, кВА» [1].

Результаты расчета рабочих максимальных токов на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета рабочих максимальных токов на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Наименование присоединения	Максимальный рабочий ток $I_{p.\max}$, А
Вводы подстанции по схеме «одна рабочая, секционированная выключателем система шин»	587
Ввод трансформатора 110 кВ	293
Ввод РУ 35 кВ	646
Цепь ВЛ 35 кВ «Троицкая»	202
Цепь ВЛ 35 кВ «Дальняя»	202
Сборные шины 6 кВ	1346
Цепь ВЛ 6 кВ 1л-П-6	148
Цепь ВЛ 6 кВ 1л-П-6	132
Цепь ВЛ 6 кВ 6л-П-6	76
Цепь ВЛ 6 кВ 8л-П-6	114
Цепь ВЛ 6 кВ 10л-П-6	95
Цепь ВЛ 6 кВ 12л-П-6	117
Цепь ВЛ 6 кВ 14л-П-6	80
Цепь ВЛ 6 кВ 15л-П-6	97
Цепь ВЛ 6 кВ 21л-П-6	168
Цепь ВЛ 6 кВ 20л-П-6	148
Цепь ВЛ 6 кВ 22л-П-64	97
Цепь ВЛ 6 кВ 24л-П-6	91
Цепь ВЛ 6 кВ 26л-П-6	132
Цепь ВЛ 6 кВ 32л-П-6	110
Цепь ВЛ 6 кВ 34л-П-6	79
Цепь ВЛ 6 кВ 36л-П-6	81
Цепь ВЛ 6 кВ 38л-П-6	101
Ввод ВН ТСН	21
Ввод НН ТСН	323

Результаты расчёта максимальных рабочих токов на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края «используются в работе далее при выборе и проверке проводников, электрических аппаратов, а также уставок РЗиА на подстанции» [6].

Выбор и проверка проводников подстанции

Далее в работе необходимо провести проверочный расчёт проводников на питающей подстанции 110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

В работе подлежат выбору и проверке провода воздушных линий 110 кВ, 35 кВ, а также кабельных линий напряжением 6 кВ.

Все проводники на подстанции – класса напряжения выше 1 кВ, выполненные в виде воздушных линий передачи. Поэтому и методика выбора для них будет применена также одинаковая.

Известно, что «выбор сечений проводников напряжением выше 1 кВ (питающей воздушной линии напряжением 35 кВ и распределительных воздушных линий напряжением 35 кВ, а также распределительных кабельных линий 6 кВ) ПС-110/35/6 кВ» [5] «Факел» Приморского края, осуществляется по известному условию экономической плотности тока [11]:

$$S_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (32)$$

где j_3 – «экономическая плотность тока, А/мм²» [10].

После выбора проводника воздушных линий, необходимо провести их проверку на работоспособность в нормальном и послеаварийном режимах работы.

«Проверка выбранного сечения провода воздушных линий в нормальном режиме работы» [11]:

$$I_{дон} \geq I_p, \quad (33)$$

где $I_{дон}$ – «предельно – допустимое справочное значение тока выбранного проводника линии, А» [10].

Проверка выбранного сечения провода воздушной линии в послеаварийном режиме работы [11]:

$$I_{доп} \geq I_{p.max}, \quad (34)$$

где $I_{p.max}$ – максимальный ток послеаварийного режима работы воздушной линии с учётом условий резервирования в схеме, А.

Кроме того, «по механической прочности проводники воздушных линий должны быть не меньшего сечения чем стандартное минимально-допустимое сечение для условий местности по гололёду и ветру, с учётом типа опор и количества цепей линии, а также» [5] коронирующего разряда (для ВЛ-110 кВ).

Выполнение данного условия проверяется по следующему соотношению:

$$S_{ст} \geq S_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (35)$$

«Значит, в данной работе, исходя из перечисленных условий, с учётом данных таблиц и диаграмм, приведённых [10], минимальные сечения проводов» [10] стандартных проводов воздушных линий, с учётом климатических особенностей Приморского края:

- для «проводов воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ – не менее 70 мм²» [10];
- «для проводов воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ – не менее 35 мм²» [10].

На основе приведённых расчётных формул согласно принятой методики выбора и проверки проводов воздушных линий электропередач, проводится проверка сечения провода питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Питание ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края от источника питания, осуществляется двухцепной воздушной линией электропередачи с применением провода марки АС.

В работе, для большей надежности функционирования воздушных линий, с учетом климата Приморского края, для установки на новой питающей ВЛ-110 кВ, а также на всех остальных воздушных линиях, выбирается уникальный по своей конструкции компактный провод марки "AERO-Z" (АЭРО-Зет).

Такой провод отличается от своих аналогов повышенной прочностью и пропускной способностью, а также высокой степенью устойчивости к гололедообразованию.

Расчётное сечение питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Факел» Приморского края по условию экономической плотности тока:

$$S_3 = \frac{293,5}{1,1} = 267 \text{ мм}^2.$$

Из стандартных значений сечения новых проводов марки AERO-Z, выбирается ближайшее стандартное сечение – 261 мм².

Согласно дальнейшей перспективе по развитию системы электроснабжения Шкотовского района Приморского края, выбирается для питающих ВЛ-110 кВ провод марки AERO-Z - 261 с сечением токоведущей жилы 261 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{дон} = 625 \text{ А}$.

Проверка предварительно выбранного провода воздушной линии по току нормального режима:

$$625 \text{ А} \geq 293,5 \text{ А}.$$

Условия проверки выполняются.

Проверка провода ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края по максимальному рабочему току ПАВ режима:

$$625 A \geq 587 A.$$

Условие проверки выполняется.

«Проверка выбранного сечения провода питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края по условию коронирующего разряда и механической прочности по гололёду и ветру (климатические условия) также выполняется» [5]:

$$261 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2.$$

Окончательно для применения на питающей ВЛ-110 кВ, в работе выбран современный провод марки АЕРО-Z - 261 с сечением токоведущей жилы – 261 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{доп} = 625 \text{ А}$.

Аналогично выбраны и проверены проводники для применения на распределительных (отходящих) воздушных линиях 35 кВ.

Для окончательной установки на распределительных ВЛ-35 кВ к ПС-35/10 кВ «Дальняя» и к ПС-35/10 кВ «Троицкая» принимается провод марки АЕРО-Z – 177 с сечением токоведущей жилы – 176,93 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{доп} = 494 \text{ А}$.

По аналогичной методике в работе также выбраны марки и стандартные сечения силовых кабелей для распределительной кабельной сети напряжением 6 кВ.

Результаты выбора и проверки сечения силовых кабелей для распределительной кабельной сети напряжением 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора и проверки сечения силовых кабелей для распределительной кабельной сети 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел»

Потребитель	S, кВА	I _{норм} , А	Q _{расч} , мм ²	Q _{ст} , мм ²	Q _{min} , мм ²	Марка кабеля	I _{доп} , А	I _{дл доп} , А
1Ал-П-6	1100	148	123,33	120	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
1л-П-6	980	132	110,00	120	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
6л-П-6	570	76	63,33	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
8л-П-6	850	114	95,00	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
10л-П-6	710	95	79,17	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
12л-П-6	870	117	97,50	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
14л-П-6	695	80	66,67	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
15л-П-6	720	97	80,83	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
21л-П-6	1250	168	140,00	150	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
20л-П-6	1100	148	123,33	120	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
22л-П-64	725	97	80,83	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
24л-П-6	680	91	75,83	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
26л-П-6	980	132	110,00	120	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
32л-П-6	820	110	91,67	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
34л-П-6	590	79	65,83	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
36л-П-6	605	81	67,50	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
38л-П-6	750	101	84,17	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45

Выбор ошиновки для применения в ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и ЗРУ-6 кВ подстанции осуществляется по значению максимального рабочего тока. При этом проверка выбранной ошиновки проводится по току КЗ в зависимости от паспортной характеристики данных шин (таблица 9).

Таблица 9 – Результаты выбора и проверки ошиновки для применения в ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и ЗРУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Наименование РУ	Тип/марка ошиновки	Длительный режим		Проверка по режиму КЗ
		$I_n \geq I_{p,max}, A$	Сечение $q_n, мм^2$	$q_n \geq q_{min}, мм^2$
ОРУ – 110кВ	Гибкая/АС – 240/32	605 > 587	270	240 > 29
ОРУ – 35кВ	Гибкая/АС – 300/66	680 > 647	300	300 > 53
ЗРУ – 6кВ	Жёсткая/А80 х 10	1480 > 1346	800	800 > 226

Все выбранные проводники в результате реконструкции «ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, удовлетворяют условиям выбора и проверок» [18].

Выбор и проверка электрических аппаратов подстанции

Как было указано ранее, одним из мероприятий по реконструкции подстанции, является выбор нового оборудования для установки в распределительных устройствах ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Все выбранные аппараты проверяются на соответствие условиям цепи в максимальном режиме по значениям максимального рабочего тока и тока трёхфазного КЗ.

Выбору и проверке в работе подлежат такие аппараты:

- высоковольтные выключатели – устанавливаются во всех распределительных устройствах подстанции (110 кВ, 35 кВ, 6 кВ);
- разъединители – применяются только в ОРУ подстанции (в РУ-110 кВ и РУ-35 кВ);
- ограничители перенапряжения – заменяют разрядники во всех РУ подстанции.

Известно, что выключатели высокого напряжения – это основные аппараты для защиты и коммутации электрической сети и единственные аппараты на подстанции, которыми можно отключать сеть под нагрузкой, а также они отключают сеть при возникновении ненормальных режимов (в частности, токов КЗ).

Поэтому к выключателям предъявляются повышенные требования по коммутационной способности, а также по стойкости к сквозным токам КЗ и ударным токам.

Известно, что выбор выключателей высокого напряжения производится, исходя из следующих условий двух основных условий [18]:

- по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (36)$$

где $U_{уст}$, $U_{ном}$ – соответственно напряжения установки и номинальное напряжение выключателя (параметр завода-изготовителя);

– по максимальному рабочему току:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_n \quad (37)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$, I_n – соответственно максимальный рабочий ток ПАВ режима электроустановки и номинальное значение тока выключателя (параметр завода-изготовителя).

Проверка выключателя предполагает выполнение следующих обязательных условий [18]:

– «проверка выключателя на симметричный ток отключения» [18]:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откн}} \quad (38)$$

где « $I_{\text{пт}}$ – значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент начала расхождения дугогасительных контактов» [18];

« $I_{\text{откн.н}}$ – номинальный ток отключения выбранного выключателя, кА (параметр завода-изготовителя)» [18];

– «проверка выключателя на отключение асимметричного тока КЗ» [7]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откн.н}} (1 + \beta_n), \quad (39)$$

где « $i_{\text{ат}}$ – значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов» [7];

« β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе КЗ» [7];

« τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов, определяется так» [7]:

$$t = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в}}, \quad (40)$$

где « $t_{з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, с» [7];

« $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, с» [7];

– «на электродинамическую устойчивость выбранный выключатель проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ» [18]:

$$i_y \leq i_{np.c}, \quad (41)$$

где « $i_{np.c}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ» [18];

« i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя» [18];

– «проверка выключателя на термическую стойкость по значению теплового импульса» [18]:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (42)$$

где « B_k – тепловой импульс по расчёту, $A^2 \cdot c$ » [18];

« I_T – предельный ток термической устойчивости, $A^2 \cdot c$ » [18];

« t_T – длительность протекания тока термической устойчивости, с» [18].

«При этом тепловой импульс» [18] с учётом токов КЗ и отключения цепи:

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (43)$$

По приведённым выше условиям, с учётом рассчитанных параметров электрической сети 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ, далее в работе необходимо осуществить выбор выключателей высокого напряжения для их установки в соответствующих распределительных устройствах на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Исходя из расположения в схеме ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, высоковольтные выключатели напряжением 110 кВ подразделяются на следующие типы:

- высоковольтные выключатели ввода (вводные высоковольтные выключатели) – служат для приёма электроэнергии от энергосистемы с последующей её передачей на два силовых трансформатора подстанции;
- высоковольтные выключатели секционного соединения (секционные выключатели) – необходим для обеспечения резервирования в схеме РУ 110 кВ на подстанции, автоматически включая питание оборудования от второй системы сборных шин 110 кВ (либо от обходной системы сборных шин 110 кВ на подстанции);
- высоковольтные выключатели отходящих линий (линейные выключатели) – необходимы для обеспечения защиты и коммутации транзитных линий 110 кВ подстанции.

Исходя из этого, необходимо учесть расположение выключателей в схеме, так как параметры сети в различных узлах системы подстанции будут также различными.

Предварительно принимается для установки на объекте проектирования выключатели высокого напряжения новых образцов и модификаций следующих марок:

- в РУ-110 кВ – выключатели марки ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1;
- в РУ-35 кВ – выключатели марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1;
- в ЗРУ 6 кВ – выключатели марки ВВ/TEL-10-12,5/630 У2.

Выбор и проверка высоковольтных выключателей для установки во всех распределительных устройствах ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, проводится по приведённым выше условиям.

Результаты выбора и проверки новых выключателей высокого напряжения для установки во всех распределительных устройствах «Факел» Приморского края, представлены в работе в форме таблицы 10.

Таблица 10 – Результаты выбора и проверки выключателей высокого напряжения для установки в РУ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Наименование присоединений	Тип выключателя	Соотношение паспортных и расчетных данных						
		$\frac{U_n}{U_p}$, кВ	$\frac{I_n}{I_{p\max}}$, А	$\frac{I_{откл.ном}}{I''}$, кА	$\frac{i_{откл.ном}}{i_{кт}}$, кА	$\frac{I_{нрс}}{I''}$, кА	$\frac{i_{нрс}}{i_y^{(3)}}$, кА	$\frac{I_t^2 \cdot t}{B_k}$, кА·с
РУ 110кВ ввода 110 кВ	ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1	$\frac{110}{110}$	$\frac{1250}{587}$	$\frac{25}{2,357}$	$\frac{47,73}{5,58}$	$\frac{25}{2,357}$	$\frac{64}{5,99}$	$\frac{1875}{6,53}$
Секционный выключатель 35 кВ	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	$\frac{35}{35}$	$\frac{1250}{646}$	$\frac{20}{4,372}$	$\frac{38,18}{10,03}$	$\frac{20}{4,372}$	$\frac{50}{13,63}$	$\frac{1200}{22,08}$
Районные потребители 35кВ	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	$\frac{35}{35}$	$\frac{630}{202}$	$\frac{12,5}{4,372}$	$\frac{38,18}{10,03}$	$\frac{20}{4,372}$	$\frac{35}{13,63}$	$\frac{1200}{22,08}$
ЗРУ 6 кВ	ВВ/TEL-10-12,5/630 У2	$\frac{10}{6}$	$\frac{1600}{1346}$	$\frac{25}{20,49}$	$\frac{47,73}{39,64}$	$\frac{25}{20,49}$	$\frac{64}{52,16}$	$\frac{1875}{463}$
Районные потребители 6кВ	ВВ/TEL-10-25/1600 У2	$\frac{10}{6}$	$\frac{1600}{168}$	$\frac{25}{20,49}$	$\frac{47,73}{39,64}$	$\frac{25}{20,49}$	$\frac{64}{52,16}$	$\frac{1875}{463}$

Далее проводится выбор разъединителей для установки в РУ-110 кВ и РУ-35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Разъединитель – это аппарат для обеспечения видимого разрыва с целью безопасного проведения работ в электроустановках.

В работе для установки в данных ОРУ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края выбираются современные разъединители.

Так как разъединители не отключают цепь под нагрузкой, они, в отличие от выключателей высокого напряжения, не проверяются на коммутационную способность при отключении токов КЗ согласно [12].

«Результаты выбора и проверки новых разъединителей для установки в РУ-110 кВ и РУ-35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, представлены в таблице 11» [15].

Таблица 11 – Результаты выбора и проверки разъединителей для установки в РУ-110 кВ и РУ-35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Наименование присоединения	Тип разъединителя/ привода	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ кВ	$\frac{I_n}{I_{р.макс}}$ А	$\frac{I_{пр.с}}{I}$ кА	$\frac{i_{пр.с}}{i_y}$ кА	$\frac{I_m^2 t_T}{B_k}$ кА ² ·с
ОРУ 110 кВ	<u>РДЗ-1-110/1000УХЛ1</u> ПРГ-01 2БУХЛ1	$\frac{110}{110}$	$\frac{1000}{587}$	$\frac{25}{2,36}$	$\frac{63}{5,99}$	$\frac{2975}{6,53}$
	<u>РДЗ-2-110/1000УХЛ1</u> ПРГ-01 2БУХЛ1					
ОРУ 35 кВ	<u>РДЗ-1-35/1000НУХЛ1</u> ПРГ-01 2БУХЛ1	$\frac{35}{35}$	$\frac{1000}{646}$	$\frac{63}{4,37}$	$\frac{80}{13,6}$	$\frac{1875}{22,1}$
	<u>РДЗ-2-35/1000НУХЛ1</u> ПРГ-01 2БУХЛ1					

В ячейках КРУ-6 кВ подстанции разъединители не устанавливаются, их заменяют втычные контакты.

Для установки в ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края выбираются ограничители перенапряжения следующих типов и марок:

- для установки в РУ-110 кВ и на ВЛ-110 кВ – ОПН типа ОПН-У/TEL 110/84 УХЛ1;
- для установки в РУ-35 кВ и на ВЛ-35 кВ – ОПН типа ОПН-У/TEL 35/40,5 УХЛ1;
- для установки в РУ-6 кВ и в ячейках отходящих линий 6 кВ – ОПН типа ОПН- РС/TEL 6/7,6 УХЛ1.

Также необходимо выбрать новые трансформаторы тока и напряжения (измерительные трансформаторы) для их непосредственной установки на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Выбор новых измерительных трансформаторов тока и напряжения в работе чрезвычайно важна, так они питают приборы учёта, контроля и управления электроэнергией, а также цепи релейной защиты, автоматики, сигнализации и телеметрии.

Результаты выбора и проверки новых трансформаторов напряжения для установки в РУ всех классов напряжения на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты выбора новых трансформаторов напряжения для установки в РУ на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_{2\Sigma}}$, ВА
НАМИ-110-95УХЛ1	2	11/2	1	$\frac{110}{110}$	$\frac{600,0}{5,5}$
ЗНОМ-35-85 У1	2	10,2/2	1	$\frac{35}{35}$	$\frac{250,0}{5,1}$
НАМИ-6УХЛ2	4	36,8/4	1	$\frac{10}{6}$	$\frac{200,0}{9,3}$

Результаты выбора и проверки новых трансформаторов тока для установки в РУ всех классов напряжения на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты выбора новых трансформаторов тока для установки в РУ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Наименование присоединения	Марка ТТ	Исполнение вторич. обм.	$\frac{U_n}{U_{уст}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{р.макс}}$	$\frac{i_{дин}}{i_y}$	$(k_T I_{ном})^2 t_T$
			кВ	А	кА	$\frac{B_k}{кА^2 \cdot с}$
Питающий ввод 110 кВ	ТВ-110	0,5/Р/Р/Р	$\frac{110}{110}$	$\frac{600}{587}$	-	-
Секционный выключатель 110 кВ	ТВ-110	0,5/Р/Р/Р	$\frac{110}{110}$	$\frac{600}{587}$	-	-
Первичная обмотка понижающего трансформатора 110 кВ	ТВ-110	0,5/Р/Р/Р	$\frac{110}{110}$	$\frac{600}{293}$	-	-
Ввод РУ 35 кВ	ТВ-35	0,5/Р/Р	$\frac{35}{35}$	$\frac{800}{647}$	-	-
ВЛ-35 кВ	ТВ-35	0,5/Р/Р	$\frac{35}{35}$	$\frac{300}{202}$	-	-
Шины 6 кВ	ТЛК-6	10Р/10Р	$\frac{10}{6}$	$\frac{1500}{1346}$	$\frac{118}{52,2}$	$\frac{7056}{463}$
ВЛ-6 кВ	ТЛК-6	0,5/Р	$\frac{10}{6}$	$\frac{400}{168}$	$\frac{75}{52,2}$	$\frac{2825}{463}$

Всё новое выбранное оборудование распределительных устройств напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ «проверено на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также на условие соответствия максимальным рабочим токам сети, рассчитанным в работе ранее» [16].

Следовательно, можно сделать вывод, что их можно использовать для установки в ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края для защиты и коммутации электрических сетей.

Выводы по разделу.

«В работе, для подтверждения работоспособности схемы электрических соединений ПС-110/35/6 кВ» [18] «Факел» Приморского края, исходя из технического задания и полученных расчётных данных, выбрана новая схема для применения в ОРУ-110 кВ на реконструируемой ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, а также обосновано применения схем РУ-35 кВ и РУ-6 кВ на объекте исследования без внесения в них кардинальных изменений.

Проведён расчёт максимальных рабочих токов послеаварийного режима для присоединений, вводов и линий 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Выбраны сечения проводников воздушных линий:

- для применения на питающей ВЛ-110 кВ, в работе выбран современный провод марки АЕРО-Z - 261 с сечением токоведущей жилы – 261 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{дон} = 625$ А;
- для установки на распределительных ВЛ-35 кВ выбран провод марки АЕРО-Z – 177 с сечением токоведущей жилы – 176,93 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{дон} = 494$ А.

Выбраны силовые кабели марки АПвП-6 (3×150) распределительной кабельной сети напряжением 6 кВ.

Проведён выбор ошиновки для применения в РУ подстанции: в ОРУ-110 кВ (выбрана гибкая ошиновка с применением провода АС – 240/32), ОРУ-35

кВ (выбрана гибкая ошиновка с применением провода АС – 300/66) и ЗРУ-6 кВ (выбрана жёсткая ошиновка с применением шин А80×10).

Выбрано и проверено оборудования распределительных устройств напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ на трансформаторной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края:

- в РУ 110 кВ – выключатели марки ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1, разъединители РДЗ-1(2)-110/1000УХЛ1, ОПН-У/TEL 110/84 УХЛ1, ТН НАМИ-110-95УХЛ1, ТТ ТВ-110;
- в РУ-35 кВ – выключатели марки ВГБЭ–35–12,5/630 УХЛ1, разъединители марки РДЗ-1(2)-35/1000НУХЛ1, ОПН-У/TEL 35/40,5 УХЛ1, ТН ЗНОМ-35-85 У1, ТТ ТВ-35;
- в ЗРУ 6 кВ – выключатели марки ВВ/TEL-10-12,5/630 У2, ОПН-РС/TEL 6/7,6 УХЛ1, ТН НАМИ-6УХЛ2, ТТ ТЛК-6.

Всё оборудование и проводники проверены на условия соответствия расчётным параметрам сети и параметрам соответствия послеаварийного режима.

Они показаны в графической части работы.

Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока

«На подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края в качестве источника оперативного постоянного тока используются постоянный оперативный ток с применением свинцово-кислотных аккумуляторных батарей (АБ). При выборе используются свинцово-кислотные аккумуляторные батареи с рекомбинацией газа. По своим объемным удельным и массовым энергетическим характеристикам аккумуляторы с рекомбинацией газа ESPACE HI значительно превосходят традиционные аккумуляторы. Ничтожно малое газовыделение позволяет устанавливать батареи ESPACE в шкафах или на стеллажах в помещениях вместе с основным оборудованием и работающим персоналом. Отсутствие необходимости в аккумуляторном помещении и принудительной вентиляции значительно сокращает затраты на установку и обслуживание батарей. Батареи ESPACE HI имеют улучшенные противопожарные характеристики и могут переносить механические нагрузки. Удобные, надежные, хорошо адаптируемые автоматические зарядно-выпрямительные устройства серии НРТ, НР, СРН в сочетании с подключенными аккумуляторными батареями образуют системы для бесперебойного питания оборудования постоянным током» [18].

«При выборе зарядно-выпрямительного устройства принимается серия НРТ. Зарядно-выпрямительное устройство в нормальном режиме питает постоянно подключенную нагрузку и подзаряжает батарею» [18].

«В соответствии с [19] на всех двухтрансформаторных подстанциях 35 – 750 кВ необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН). Поэтому на ПС-110/35/6 кВ «Факел» устанавливается два ТСН, которые присоединяются к секциям шин 6 кВ через выключатели. На стороне НН предусматривается отдельная работа ТСН, каждого на свою секцию, с АВР на секционной связи. Мощность каждого ТСН должна быть не более 400 кВА [20]. Расчёт нагрузки потребителей СН ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края представлен в таблице 14» [18].

Таблица 14 – Расчёт нагрузки потребителей СН ПС-110/35/6 кВ «Факел»

Наименование потребителя	Число потребителей	Единица измерения	cos φ	Потребляемая мощность		
				P _{макс} , кВт	Q _{макс} , кВАр	S _{макс} , кВАр
Отопление ЗРУ-6 кВ	-	-	1,00	20,00	-	20,00
Подогрев шкафов СН	-	комп.	1,00	5,00	-	5,00
Освещение открытой части ПС	-	-	1,00	35,00	-	35,00
Аварийное освещение	-	-	1,00	3,00	-	3,00
Отопление здания ПС	-	-	1,00	40,00	-	40,00
Освещение здания ПС	-	-	1,00	4,00	-	4,00
Зарядное устройство НРТ40.110	1	шт.	1,00	8,8	-	8,8
Стойки телемеханики, связи и управления	1	комп.	-	3,50	-	3,50
Электроподогреватель душа	1	шт.	1,00	5,00	-	5,00
Слесарная мастерская	1	шт.	0,85	2,60	1,6	3,00
Блок реле повторителей	3	шт.	-	0,05	-	0,05
Итого				128,95	1,6	129,35

«Наибольшая полная мощность собственных нужд подстанции, кВА, с учетом коэффициента разновременности максимумов $k_{p.m}$ » [18]:

$$S_{\text{макс.сн}} = k_{p.m} \sqrt{\sum_1^n P_{\text{макс}}^2 + \sum_1^n Q_{\text{макс}}^2}, \quad (44)$$

где $P_{\text{макс}}$, $Q_{\text{макс}}$ – соответственно наибольшая активная и реактивная нагрузки потребителей СН, кВт, кВАр.

«Наибольшая полная мощность СН по (44)» [18]:

$$S_{\text{макс.сн}} = 0,85 \sqrt{128,95^2 + 1,6^2} = 109,6 \text{ кВА}.$$

«К установке на ПС-110/35/6 кВ «Факел» принимаются два масляных трансформатора ТСН типа ТМ-160/6 мощностью 160 кВА» [14].

Выводы по разделу.

В разделе выбрана схема системы собственных нужд, проведён расчёт потребителей СН и выбраны два ТСН марки ТМ-160/6.

Релейная защита и автоматика реконструируемой подстанции

Далее в работе выбираются уставки релейной защиты и автоматики для защиты основного оборудования подстанции – силовых трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

На понижающем трансформаторе предусмотрены следующие защиты:

- дифференциальная токовая от внутренних повреждений трансформатора (далее – ДЗТ);
- газовая защита трансформатора, выполненная с возможностью действия на отключение и на сигнал (далее – ГЗ);
- максимальные токовые с выдержкой времени на каждой обмотке трансформатора с комбинированным пуском по напряжению от многофазных коротких замыканий (далее – МТЗ);
- токовая защита от перегрузки, установленная в одной фазе с выдержкой времени с действием на сигнал (далее – ЗП).

Предусмотрено самоудержание выходных промежуточных реле, необходимое для обеспечения надёжного пуска УРОВ при кратковременных замыканиях контакторов газового реле. На трансформаторе предусмотрено однократное АВР при отключении выключателя на соответствующие напряжения выключает выключатель ВН и выключатель соответствующей линии.

При КЗ на шинах НН и СН отключается от МТЗ соответствующей стороны выключатель, а при несрабатывании защиты или отказе, выключателя выключается от МТЗ выключатель на стороне ВН трансформатора. Селективность работы выполняется при помощи выдержки времени и согласованию по чувствительности МТЗ. При перегрузке срабатывает реле ЗП на сигнал.

При возникновении внутренних повреждений срабатывает ГЗ и отключает трансформатор с трех сторон. При внутреннем КЗ срабатывает ДЗТ и отключает выключатели со всех сторон.

Поскольку понизительная подстанция ПС-110/35/6 кВ «Факел» была введена в эксплуатацию в 70-е годы и на ней не производилось никаких существенных модернизаций. Предлагается замена существующих технически и морально устаревших, не обеспечивающих должной работы защит, на принципиально новую микропроцессорную защиту на базе Сириус ТЗ. Для расчета защит составляется график селективности по структурной схеме подстанции (рисунок 7).

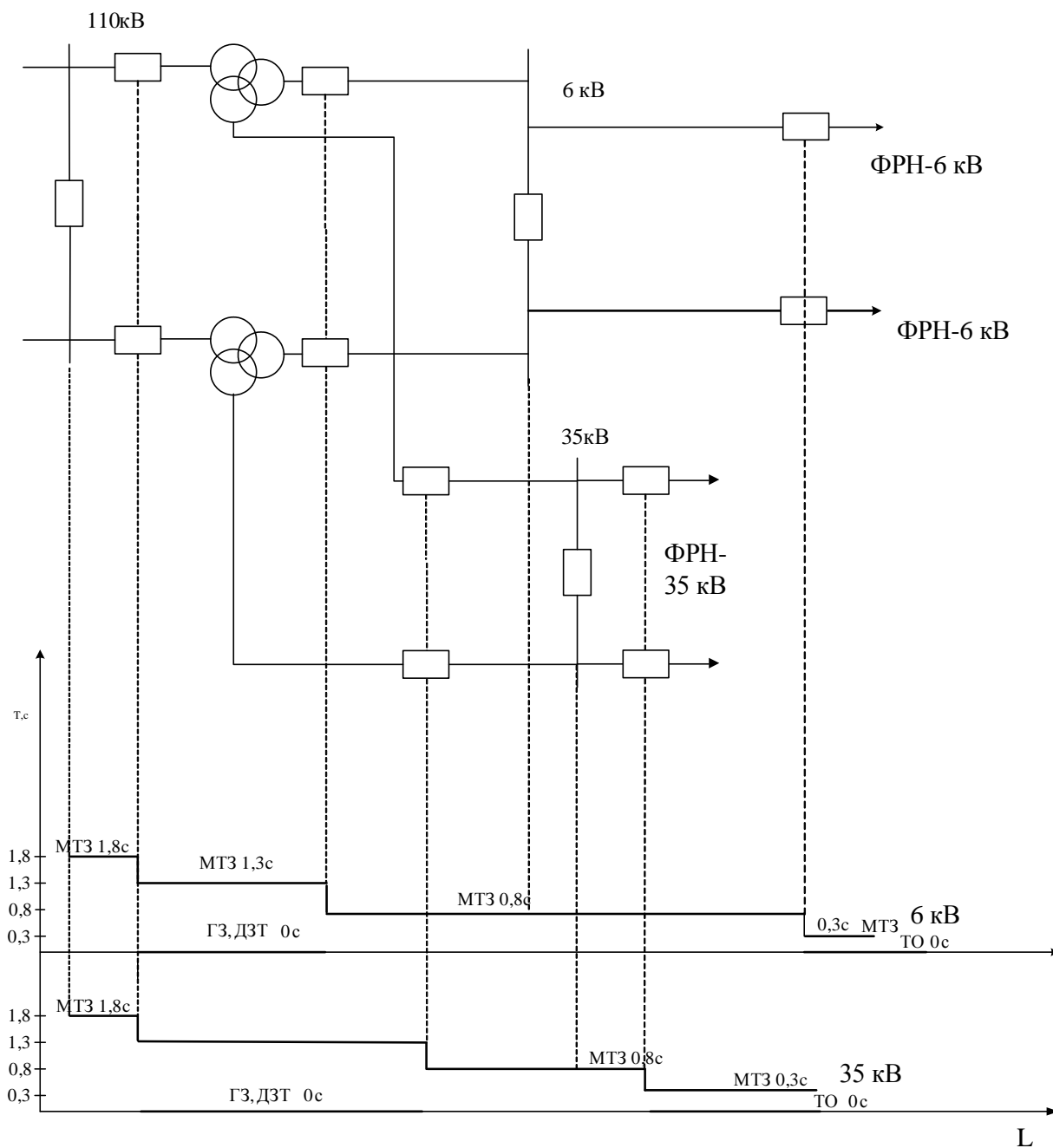


Рисунок 7 – График селективности РЗиА на ПС-110/35/6 кВ «Факел»

Для корректного «расчёта уставок РЗиА силового трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Факел», на первом этапе необходимо определить» [18]:

- «первичный ток измерительных трансформаторов тока (далее – ТТ). При этом вторичный ток ТТ принимается равным 5 А на всех присоединениях схемы» [18];
- «коэффициент трансформации ТТ, определяемый отношением первичного и вторичного номинальных токов ТТ» [18].

«Данные параметры определяются, исходя из значения максимальных рабочих токов, рассчитанных в работе ранее» [18].

На сторонах ВН (110 кВ) и СН (35 кВ) трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края принимается соединение ТТ и реле в схему «неполная звезда», на стороне НН (6 кВ) применяется схема «неполной звезды».

Исходя из этого, полученные результаты первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ, использующихся для дальнейшего выбора уставок РЗиА силовых трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, приводятся в форме таблице 15.

Таблица 15 – Результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{ТТ}}, \text{ А}$	K_{T}
110 кВ	Силовые трансформаторы (сторона ВН)	293,0	300	60,0
35 кВ	Силовые трансформаторы (сторона СН)	646,0	700	140,0
6 кВ	Силовые трансформаторы (сторона НН)	1346,0	1500	300,0

Далее в работе, на основании полученные результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ, использующихся для дальнейшего выбора уставок РЗиА силовых трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, проводится выбор уставок РЗиА трансформаторов подстанции.

«В качестве защиты трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края от межфазных КЗ, используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью» [13,14].

Ток срабатывания этой защиты определяется путём отстройки от тока небаланса:

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot (I_{раб.макс.НН} - I_{раб.макс.СН} - I_{раб.макс.ВН}), \quad (45)$$

где $I_{раб.макс.НН}$, $I_{раб.макс.СН}$, $I_{раб.макс.ВН}$ – соответственно максимальный рабочий ток на сторонах ВН (110 кВ), СН (35 кВ) и НН (6 кВ) силового трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Факел», А;
 K_n – коэффициент надёжности для ДЗ трёхобмоточного трансформатора [1,4].

Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты должен удовлетворять условию:

$$K_{\psi} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{с.з}} \geq 1,5. \quad (46)$$

Ток срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края:

$$I_{с.з} \geq 3,5 \cdot (1346 - 646 - 293) = 1424,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края удовлетворяет требованиям [13,14]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{3786}{1424,5} = 2,65 > 1,5.$$

Окончательно принимается для продольной ДЗТ трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, $I_{\text{с.з}} = 1424,5$ А.

Проводится выбор уставки защиты от перегрузки трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Известно, что в двухобмоточных силовых трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны питания [13,14], значит, в работе данная защита устанавливается на стороне 110 кВ.

Для микропроцессорных блоков защит, защита от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока на стороне ВН силового трансформатора:

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{раб. макс. ВН}}, \quad (47)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надёжности [13,14].

Ток срабатывания защиты от перегрузки трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,05 \cdot 293 \approx 307,7 \text{ А.}$$

Защита от перегрузки трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края выполняется с действием на сигнал, так как даже при значительных перегрузках не требуется быстрого отключения трансформатора.

Проводится выбор уставки максимальной токовой защиты (МТЗ) трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

В работе МТЗ устанавливается как на стороне ВН (110 кВ), так и на стороне СН (35 кВ), и на стороне НН (6 кВ) силового трансформатора, обеспечивая, таким образом, резервирование и селективность.

Следовательно, в работе на силовом трансформаторе принимается три комплекта МТЗ.

Ток срабатывания МТЗ силового трансформатора должен удовлетворять условиям [13,14], приведённым ниже.

Условие выбора уставки МТЗ заключается в отстройке от максимального рабочего тока трансформатора:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}, \quad (48)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки;

$K_{сзн}$ - коэффициент самозапуска.

«Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по формуле» [3]:

$$K_{ч} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{с.з}} \geq 1,2, \quad (49)$$

где $I_{к.мин}^{(к)}$ - «минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии» [3];

$K_{сх}^{(3)}$ - «коэффициент схемы соединения ТТ и реле» [3];

$K_{сх}^{(к)}$ - «коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ» [3];

$I_{с.з}$ - «ток срабатывания защиты» [3].

По приведённым выше условиям, далее в работе проводится расчёт МТЗ на сторонах 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ силового трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Для комплекта МТЗ силового трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края на стороне ВН (110 кВ):

$$I_{c.3} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 105,8 = 186,2 \text{ A},$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора на стороне ВН удовлетворяет требованиям» [13]:

$$K_{\psi} = \frac{1}{1} \cdot \frac{3786}{186,2} = 20,3 > 1,2.$$

«Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора» [6] на стороне ВН $I_{c.3} = 186,2 \text{ A}$.

Так как селективность МТЗ обеспечивается подбором времени срабатывания (со стороны источника питания оно будет минимальное), принимается время срабатывания МТЗ силового трансформатора на стороне ВН, равное $t_{c.3} = 0,5 \text{ с}$.

Аналогично рассчитаны уставки МТЗ на сторонах СН и НН трансформатора (таблица 16).

Таблица 16 – Результаты расчёта уставок МТЗ силового трансформатора

Сторона трансформатора	$I_{\text{раб. макс}}, \text{ A}$	$I_{c.3}, \text{ A}$	$t_{c.3}, \text{ с}$
ВН (110 кВ)	293,0	186,2	0,5
СН (35 кВ)	646,0	1137,0	1,0
НН (6 кВ)	1346,0	2369,0	1,5

Выводы по разделу.

В работе, на основе расчётных данных, проведён расчёт уставок основных защит силовых трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края (дифференциальной защиты, защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты).

Все выбранные уставки соответствуют требованиям нормативных документов и методик расчёта.

Заключение

В результате выполнения работы проведена реконструкция схемы электрических соединений нормального режима трансформаторной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Приведено описание и анализ исходной схемы электрических соединений ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, с последующим анализом технических данных нагрузки потребителей.

Проведён анализ основных требований, предъявляемых к схемам главных электрических соединений нормального режима и основному оборудованию понизительных подстанций энергосистемы.

На основании полученных аналитических данных проведённого анализа, установлено, что в работе рекомендуется внедрить предложенные мероприятия по реконструкции схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, осуществляемое путём внедрения двух основных групп мероприятий:

- первая группа – модернизация оборудования распределительных устройств подстанции, а также замена силовых трансформаторов на подстанции;
- вторая группа – реконструкция схемы электрических соединений подстанции, включающая расширение ОРУ-110 кВ в связи с подключением новой строящейся питающей ВЛ-110 кВ от ПС-220/110/10 кВ «Патрокл», что связано с возросшей нагрузкой потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел». Также в схеме электрических соединений ОРУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, необходимо создать условия для обеспечения резервирования и бесперебойного электроснабжения потребителей, применив другой тип схемы.

Осуществлено построение и анализ суточных графиков нагрузок подстанции ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, с последующим

определением основных показателей и характеристик суточного графика нагрузки объекта исследования. Учитывая полученные значения показателей и технических данных, полученных в результате анализа графика нагрузки потребителей ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края, проведена расчётная проверка мощности новых трансформаторов на подстанции.

Установлено, что два силовые трансформатора марки ТДТН-40000/110, которые рекомендованы для установки на ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края в результате проведения реконструкции, удовлетворяют всем условиям выбора и проверок.

Проведён расчёт токов короткого замыкания в максимальном режиме (начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания), а также величины ударных токов (начального значения аperiodической составляющей тока КЗ) и значения минимального расчётного тока двухфазного короткого замыкания, полученные в результате расчёта на шинах 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ в максимальном режиме работы ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Выбрана новая схема для применения в ОРУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края в результате её реконструкции (рекомендована схема 110-9 с «Одной рабочей, секционированной выключателем, системой шин»).

Проведён расчёт максимальных рабочих токов послеаварийного режима для присоединений, вводов и линий 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края.

Выбраны сечения проводников воздушных линий:

- для применения на питающей ВЛ-110 кВ, в работе выбран современный провод марки АЕРО-Z - 261 с сечением токоведущей жилы – 261 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{дон} = 625$ А;
- для установки на распределительных ВЛ-35 кВ выбран провод марки АЕРО-Z – 177 с сечением токоведущей жилы – 176,93 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{дон} = 494$ А.

Выбраны силовые кабели марки АПВП-6 (3×150) распределительной кабельной сети напряжением 6 кВ. Проведён выбор ошиновки для применения в РУ подстанции: в ОРУ-110 кВ (выбрана гибкая ошиновка с применением провода АС – 240/32), ОРУ-35 кВ (выбрана гибкая ошиновка с применением провода АС – 300/66) и ЗРУ-6 кВ (выбрана жёсткая ошиновка с применением шин А80×10).

Выбрано и проверено оборудования распределительных устройств напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ на ПС-110/35/6 кВ «Факел»:

- в РУ 110 кВ – выключатели марки ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1, разъединители РДЗ-1(2)-110/1000УХЛ1, ОПН-У/TEL 110/84 УХЛ1, ТН НАМИ-110-95УХЛ1, ТТ ТВ-110;
- в РУ-35 кВ – выключатели марки ВГБЭ–35–12,5/630 УХЛ1, разъединители марки РДЗ-1(2)-35/1000НУХЛ1, ОПН-У/TEL 35/40,5 УХЛ1, ТН ЗНОМ-35-85 У1, ТТ ТВ-35;
- в ЗРУ 6 кВ – выключатели марки ВВ/TEL-10-12,5/630 У2, ОПН-РС/TEL 6/7,6 УХЛ1, ТН НАМИ-6УХЛ2, ТТ ТЛК-6.

Выбрана схема системы собственных нужд, проведён расчёт потребителей СН и выбраны два ТСН марки ТМ-160/6. На основе расчётных данных, проведён расчёт уставок основных защит силовых трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Факел» Приморского края (дифференциальной защиты, защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты).

Таким образом, на основании проведённых расчётов и полученных результатов, установлено, что практическая реализация предложенных мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/6 кВ «Факел» с внедрением приведённых основных групп мероприятий, будет способствовать значительному повышению параметров надёжности, бесперебойности, электробезопасности и экономичности на объекте исследования.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 20.01.2023).
3. ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 22.01.2023).
4. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 21.01.2023).
5. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. М.: Энергоиздат, 2019. 640 с., ил.
6. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 5-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2018. 608 с.
8. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 316 с.
9. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 01.12.2021) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [Электронный ресурс]: URL:

<https://docs.cntd.ru/document/902087949> (дата обращения: 20.01.2023).

10. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2019. 174 с.

11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2019. 324 с.

12. Правила устройства электроустановок. М.: Альвис, 2018. 632 с.

13. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.

14. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 464 с.

15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

16. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/2616342/> (дата обращения: 22.01.2023).

17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 22.01.2023).

18. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ об энергосбережении [Электронный ресурс]: URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 22.01.2023).

19. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2019. 136 с.

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. М.: МЭ, 2020. 142 с.