

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 Проектирование электрической части подстанции Победит 1,2 35/6 кВ г.  
Сургута

Обучающийся

Р.Ф. Гулюмов  
(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина  
(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

## **Аннотация**

Представленная ВКР включает в себя проект схемы главных электрических соединений ПС-35/6 кВ «Победит 1,2» в Сургуте. Включает в себя комплексный подход, основанный на тщательном анализе.

Учитываются действующие нормативные документы, что гарантирует соответствие всем необходимым стандартам. Основное внимание уделяется фактическим электрическим нагрузкам подстанции, что позволяет определить потребности в мощности и обеспечить стабильность работы системы.

Также особое внимание уделяется техническим характеристикам потребителей электроэнергии и доступным источникам питания, что предоставляет возможность оптимизации схемы подключения. Таким образом, проект направлен на создание эффективной и надежной системы электроснабжения для пользователей, что в свою очередь способствует улучшению общей энергетической инфраструктуры Сургутского района.

В проекте представлено 7 рисунков и 10 таблиц, которые служат для наглядного иллюстрирования информации. Все графические материалы оформлены в формате А1, что обеспечивает их высокий уровень детализации и видимости. Эти визуальные элементы помогают лучше понять и воспринять представленные данные, облегчая анализ и интерпретацию результатов проекта. Рисунки и таблицы играют ключевую роль в создании четкой и доступной структуры документа, что способствует эффективной коммуникации информации.

## Содержание

|                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение .....                                                                  | 5  |
| 1 Краткие сведения о проектируемом объекте.....                                 | 6  |
| 1.1 Общие сведения об объекте ПС 35/6 кВ.....                                   | 6  |
| 1.2 Требования к оформлению документации для проектирования<br>подстанции ..... | 10 |
| 2 Проектирование электрической части подстанции.....                            | 15 |
| 2.1 Разработка схемы электрических соединений подстанции .....                  | 15 |
| 2.2 Максимальные рабочие токи .....                                             | 19 |
| 2.3 Расчет нагрузок потребителей СН переменного тока .....                      | 21 |
| 2.4 Выбор силовых трансформаторов подстанции .....                              | 24 |
| 2.5 Выбор и проверка сечения проводников на подстанции .....                    | 24 |
| 2.5.1 Выбор и проверка кабелей 6 кВ .....                                       | 25 |
| 2.5.2 Выбор и проверка жесткой ошиновки 35 кВ .....                             | 29 |
| 2.5.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки 35 кВ .....                              | 33 |
| 2.5.4 Выбор и проверка гибкой ошиновки 6 кВ .....                               | 35 |
| 2.5.5 Выбор и проверка силовых кабелей 0,4 кВ .....                             | 37 |
| 3 Расчёт токов КЗ .....                                                         | 43 |
| 3.1 Расчет токов короткого замыкания в сети собственных нужд .....              | 46 |
| 3.2 Определение параметров схемы замещения.....                                 | 47 |
| 3.3 Расчет трехфазного тока короткого замыкания.....                            | 50 |
| 3.4 Расчет однофазного тока КЗ .....                                            | 53 |
| 4 Выбор и проверка основного оборудования.....                                  | 57 |
| 4.1 Выбор и проверка выключателей.....                                          | 57 |
| 4.1.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ .....                                 | 59 |
| 4.1.2 Выбор и проверка выключателей 6 кВ .....                                  | 61 |
| 4.2 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ .....                                 | 63 |
| 4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока .....                                 | 67 |
| 4.4 Выбор и проверка ОПН .....                                                  | 69 |
| 4.4.1 Выбор и проверка ОПН 6 кВ .....                                           | 69 |
| 4.4.2 Выбор и проверка ОПН 35 кВ .....                                          | 70 |
| 5 Релейная защита и автоматика подстанции.....                                  | 72 |

|                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------|----|
| 5.1 Расчет параметров ТТ в установившемся режиме .....             | 74 |
| 5.2 Проверка устройств РЗА по условиям термической стойкости ..... | 75 |
| 5.3 Проверка вторичных цепей трансформаторов напряжения 6 кв ..... | 75 |
| 6 Система заземления и молниезащита подстанции .....               | 77 |
| Заключение .....                                                   | 80 |
| Список используемой литературы и используемых источников .....     | 81 |

## **Введение**

Современные трансформаторные подстанции состоят из силовых трансформаторов и распределительных устройств, обеспечивающих надежность и быстродействие электрических систем.

В ходе исследования была разработана схема главных электрических соединений с элементами защиты и управления. Анализ вариантов способствовал оптимизации связей между компонентами и снижению потерь электроэнергии. Рассмотрены особенности эксплуатации ячеек силовых трансформаторов 35/6 кВ, предоставлены рекомендации по повышению надежности и эффективности работы подстанции, включая модернизацию оборудования.

Для подстанции ПС-35/6 кВ «Победит 1,2» в Сургуте осуществлен детальный анализ электрических нагрузок и токов короткого замыкания, что помогло в выборе современного оборудования и проводников с учетом допустимых токовых нагрузок. Выбор трансформаторов основан на их мощности и коэффициенте трансформации для минимизации потерь энергии. Разработка системы релейной защиты и автоматики обеспечила надежность и безопасность функционирования оборудования, с акцентом на уставки релейной защиты для повышения эффективности. Комплексная проверка системы достигла высокой степени селективности, что делает подстанцию надежным узлом распределительной сети.

В результате анализа, проведенного в данной работе, были определены наилучшие решения для выбора оборудования распределительных устройств на уровнях напряжений 35 кВ и 6 кВ. Они охватывает широкий спектр элементов, включая электрические аппараты, кабели, шинопроводы и силовые трансформаторы, которые будут установлены на подстанции. В результате проведенных исследований были разработаны, протестированы и внедрены технические решения.

## **1 Краткие сведения о проектируемом объекте**

### **1.1 Общие сведения об объекте ПС 35/6 кВ**

В административном отношении земельный участок, предназначенный для размещения ПС 35 кВ Победит – 1,2, располагается по адресу: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, р-н. Сургутский, тер. Западно-Сургутское месторождение.

План размещения ПС «Победит 1,2» и расположение земельного участка на кадастровом плане территории представлен в графической части лист 1.

Рельеф в пределах площадки производства работ ровный, характеризуется отметками поверхности земли от 65,37 м до 66,12 м. Климат района работ резко континентальный.

Температура января  $t_{cp} = -22^{\circ}\text{C}$ . Июля  $t_{cp} = +16,9^{\circ}\text{C}$ . Годовая  $t_{cp} = -3,4^{\circ}\text{C}$ . Общее количество осадков за год составляет 676 миллиметров.

Область исследований расположена в регионе с континентальным климатом, характеризующимся длительной холодной зимой и относительно коротким теплым летом.

Проектируемый земельный участок под ПС «Победит 1,2» 35 кВ располагается в кадастровом квартале 86:03:0030301, площадь проектируемого землеотвода составляет 3121,00 м<sup>2</sup>.

ПС 35 кВ «Победит 1,2» будет служить для электроснабжения коммунально-бытовых потребителей СПК «Победит-1» и «Победит-2».

К ОРУ 35 кВ, подведены две ВЛ 35 кВ:

- Воздушная линия 35 кВ «Победит-1,2» (1 цепь)
- Воздушная линия 35 кВ «Победит-1,2» (2 цепь)

В будущем планируется подключение СПК «Победит-1» и «Победит-2» к подстанции. Учитывая увеличивающиеся нагрузки, в 2022 году энергетическая компания провела замену устаревших комплектных трансформаторных подстанций (КТПН) на современные устройства.

Система будет иметь возможность адаптироваться к различным условиям, что поможет избежать потенциальных аварий и перебоев в подаче электричества. Внедрение современных технологий, в том числе автоматизированных систем управления, значительно сократит время реакции на возникающие нештатные ситуации [3,5,19,20].

Одновременно с модернизацией планируется запустить программу обучения пользователей правильной эксплуатации электрического оборудования и повышения их осведомленности по вопросам энергосбережения. Это не только улучшит качество электроснабжения, но и способствует развитию культуры разумного использования ресурсов, что положительно скажется на экологической ситуации в регионе.

В таблице 1 представлена информация о отходящих линиях и их потребляемой мощности. Данная информация не будет учитываться в расчетах на последующих этапах работы, поскольку на этапе проектирования подстанции нагрузки отходящих линий не принимаются во внимание.

Таблица 1 – Потребляемая мощность КТПН дачных кооперативов

| $U_{\text{ном}}$<br>потребителя, кВ | Наименование<br>потребителя | Назначение<br>потребителя           | Активная<br>нагрузка, $P_{\text{пр}}$ , МВт |
|-------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------------|
| 6                                   | КТПН-1<br>(Победит-1)       | Электроснабжение<br>дачных участков | 0,8                                         |
| 6                                   | КТПН-2<br>(Победит-2)       | Электроснабжение<br>дачных участков | 0,8                                         |
| 6                                   | КТПН-3<br>(Победит-1)       | Электроснабжение<br>дачных участков | 0,8                                         |
| 6                                   | КТПН-4<br>(Победит-2)       | Электроснабжение<br>дачных участков | 0,8                                         |
| 6                                   | КТПН-5<br>(Победит-1)       | Электроснабжение<br>дачных участков | 0,8                                         |
| 6                                   | КТПН-6<br>(Победит-2)       | Электроснабжение<br>дачных участков | 0,8                                         |
| Всего по объекту                    |                             | 4,8 МВт                             |                                             |

На основе анализа исходной технической информации потребителей проектируемой подстанции ТП–35/6 кВ «Победит 1,2» в городе Сургуте ХМАО РФ, можно сделать следующие выводы:

- Основные потребители, подключенные к проектируемой подстанции ТП–35/6 кВ «Победит 1,2», коммунально–бытовые потребителей СПК «Победит-1» и «Победит-2»;
- Классификация потребителей проектируемой подстанции ТП–35/6 кВ «Победит 1,2» по надежности соответствует третьей категории;
- Потребители питаются от стандартного напряжения 6 кВ;
- Потребляемая мощность для проектируемой подстанции ТП–35/6 кВ «Победит 1,2» равна 4,8 МВт.

Подстанция 35/6 кВ «Победит 1,2» будет конечной. Спроектирована ПС с учетом предстоящего увеличения числа распределительных устройств высокого напряжения напряжением 35 кВ, это создаст возможность для подключения проходящих нагрузок к новым подстанциям, которые планируется построить в рамках расширения территории ПСОК. Эта инициатива также направлена на создание возможности подключения различных кооперативов, а также промышленных и продовольственных объектов.

Присоединение ПС к энергосистеме планируется выполнить отпайками от существующей ВЛ 35 кВ Технолог – КНС – 4 (1, 2 цепь) в пролете между опорами №21 и №22 с установкой новой двухцепной отпаечной опоры №21а марки УС110–8 в створ трассы ВЛ 35 кВ.

Температура в зимний период нередко опускается ниже минус 30 градусов Цельсия, что требует применения специальных технологий для обеспечения надежной работы подстанции ПС 35/6 кВ. Процессы замерзания и образование льда способны негативно повлиять на функционирование оборудования, поэтому важным аспектом является использование теплоизоляционных материалов и систем обогрева.

Летние месяцы, хотя и короткие, характеризуются высокими температурами, которые могут достигать плюс 30 градусов Цельсия и выше. Это создает необходимость в адекватном охлаждении трансформаторов и другого электротехнического оборудования. Эффективная система вентиляции

и мониторинга температуры становится залогом долгосрочной эксплуатации подстанции.

|                              | Январь | Февраль | март  | Апрель | Май  | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь |
|------------------------------|--------|---------|-------|--------|------|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|
| Средний температура<br>(°C)  | -21.5  | -20.4   | -12   | -2.8   | 5.1  | 13.7 | 17.7 | 14.1   | 8.2      | -1.7    | -12.6  | -18.2   |
| минимум температура<br>(°C)  | -25.8  | -25.2   | -17.6 | -7.8   | 0.4  | 9    | 13.2 | 10     | 4.6      | -4.5    | -16.4  | -22.6   |
| максимум температура<br>(°C) | -17.1  | -15.6   | -6.4  | 2.2    | 9.9  | 18.5 | 22.3 | 18.2   | 11.8     | 1.1     | -8.7   | -13.8   |
| Средний температура<br>(°F)  | -6.7   | -4.7    | 10.4  | 27.0   | 41.2 | 56.7 | 63.9 | 57.4   | 46.8     | 28.9    | 9.3    | -0.8    |
| минимум температура<br>(°F)  | -14.4  | -13.4   | 0.3   | 18.0   | 32.7 | 48.2 | 55.8 | 50.0   | 40.3     | 23.9    | 2.5    | -8.7    |
| максимум температура<br>(°F) | 1.2    | 3.9     | 20.5  | 36.0   | 49.8 | 65.3 | 72.1 | 64.8   | 53.2     | 34.0    | 16.3   | 7.2     |
| Норма осадков (мм)           | 32     | 21      | 24    | 34     | 42   | 69   | 80   | 79     | 60       | 49      | 47     | 35      |

Рисунок 1 – Климатический график г. Сургута ХМАО РФ

В Сургуте средняя температура 2 °С. Самым тёплым месяцем 2024 года стала середина августа, холодным месяцем декабрь и январь следующего года, с температурой -15 °С. На рисунке 2 проиллюстрирован график средних температур г. Сургута за 2024 год.

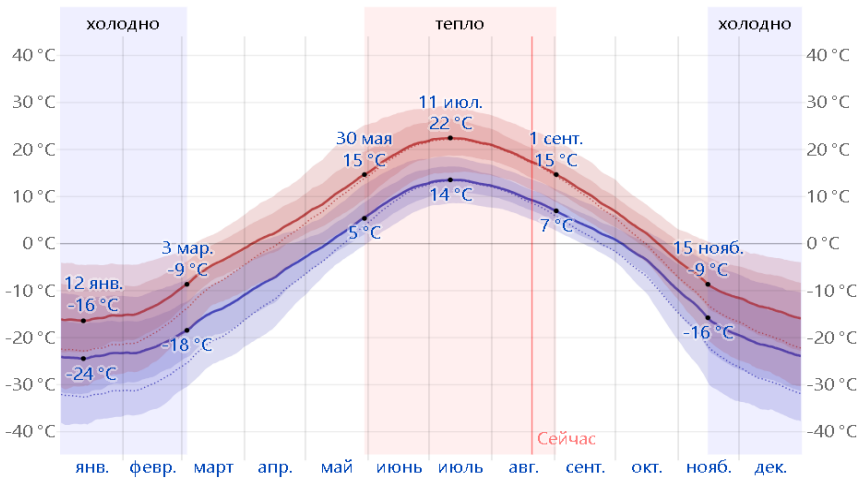


Рисунок 2 – Температурный график г. Сургута ХМАО РФ

На рисунке 3 проиллюстрирована температурах воздуха в городе, на протяжении всего года.

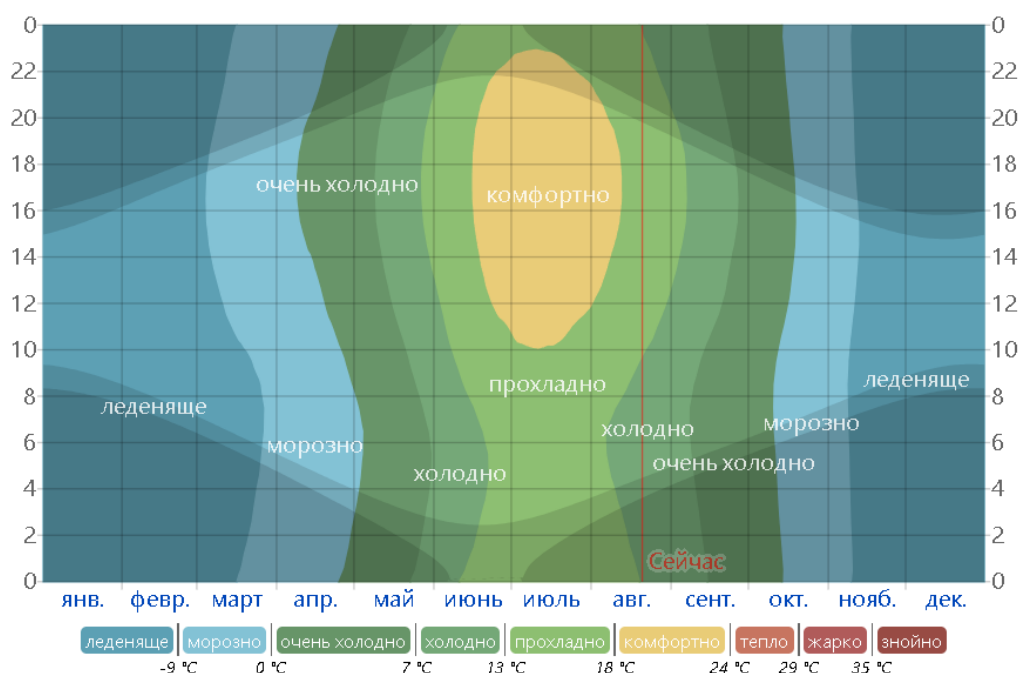


Рисунок 3 – График температур

Важно отметить, что смена устаревшего оборудования на современные трансформаторы и автоматизированные системы управления создаст условия для быстрого реагирования в критических ситуациях, минимизируя вероятность аварий. Присоединение новых потребителей будет способствовать не только росту экономики региона, но и улучшению экологической ситуации. В целом, реализация данного проекта представляет собой надежный шаг на пути к энергетической независимости и устойчивому развитию Ханты-Мансийского автономного округа.

## 1.2 Требования к оформлению документации

Трансформаторные подстанции являются неотъемлемым элементом в цепочке передачи электрической энергии от её производителей к конечным пользователям. Их важность и роль в классической схеме генерации и распределения энергии можно увидеть на рисунке 4. Главные этапы этого процесса включают выработку электроэнергии на гидроэлектростанциях, тепловых и атомных электростанциях, а также её передачу через

трансформаторные подстанции и линии электропередачи. Завершается этот процесс потреблением электроэнергии как силовыми, так и осветительными нагрузками [8,16-18]. Подобный способ представления процессов генерации, распределения и использования электроэнергии в энергетической системе России является наиболее наглядным и простым для восприятия.

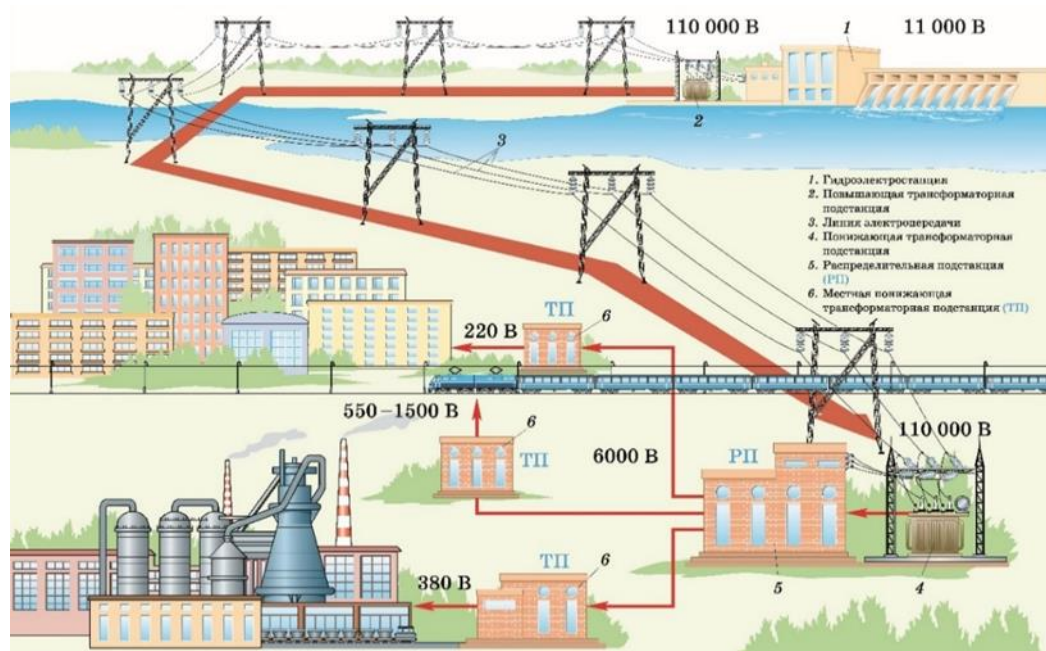


Рисунок 4 – Роль и значение трансформаторных подстанций

Важным аспектом проектирования трансформаторных подстанций является анализ потребностей различных потребителей, который позволяет правильно определить требования к надежности и стабильности электроснабжения. Классификация потребителей может включать в себя промышленные предприятия, жилые комплексы, социальные объекты и другие категории, каждый из которых имеет свои уникальные требования к качеству и количеству электроэнергии. Это позволит обеспечить сбалансированную загрузку подстанции и минимизировать риски отключения или снижения качества электроснабжения.

Кроме того, экономическая эффективность проектируемой подстанции напрямую зависит от выбора оптимального оборудования и технологий.

Инвестирование в современные решения может снизить эксплуатационные затраты и увеличить срок службы подстанции. Важно проводить анализ жизненного цикла оборудования, что позволит заранее оценить будущие расходы на его обслуживание и возможные обновления [12].

Безопасность трансформаторной подстанции также требует внимания на этапе проектирования. Нужно учитывать не только защиту персонала от электрического тока и других опасностей, но и меры по предотвращению экологических катастроф. Соблюдение экологических норм позволяет минимизировать негативное воздействие на окружающую среду и обеспечивает долгосрочную устойчивость работы подстанции.

Основные принципы резервного питания для потребителей, основанные на уровне надёжности, заключаются в том, чтобы предоставить каждому пользователю минимум необходимых источников электроэнергии. Для первых двух категорий требуется наличие двух источников, тогда как третья категория может обойтись одним.

Принцип резерва необходимо внести в главную схему объекта. При выборе оборудования для распределительных панелей трансформаторных подстанций и электростанций важно учитывать реальные данные о максимальных нагрузках, чтобы сократить вероятность ошибок в расчетах. В последние годы также целесообразно устанавливать современные решения в области защиты и коммутации, обладающие высокой надёжностью и безопасностью. При проектировании схем необходимо учитывать аспекты электробезопасности, применяя изолированные проводники, такие как кабельные линии и провода СИП.

В результате анализа стало очевидно, что современные трансформаторные понизительные подстанции должны отвечать строгим техническим требованиям:

- обеспечение надежного электроснабжения для потребителей определенных категорий [7];

- гарантированная бесперебойная подача электроэнергии для соответствующих уровней надежности, согласно установленным нормам;
- соблюдение норм электробезопасности при монтаже, ремонте и обслуживании оборудования подстанций;
- наличие резервирования на критически важных участках распределительной сети;
- реализация секционирования во всех элементах электрической сети на подстанциях;
- использование стандартных проектных схем распределительных устройств, изменения в которых должны быть обоснованы расчетами;
- обеспечение необходимых коммутационных характеристик установленного оборудования;
- поддержание динамической устойчивости всей системы через соответствующее моделирование;
- наличие запасной мощности для обеспечения других объектов;
- обеспечение соответствия мощности во всех режимах, включая реактивную, с использованием при необходимости компенсирующих систем;
- надежная защита основных элементов и установки подстанции;
- использование высокотемпературного оборудования;
- автоматизация систем контроля и измерений на подстанциях;
- простота в ремонте всего оборудования;
- устойчивость ключевых компонентов подстанций;
- возможность модернизации схем основных соединений;
- внедрение модульных конструкций;
- минимизировать расходы на обслуживание и ремонт.

Вывод по разделу: проектирование и модернизация подстанции 35/6 кВ «Победит 1,2» — стратегический шаг к совершенствованию энергетической инфраструктуры Сургута и его окрестностей. Модернизация подстанции

проводится с учетом разных факторов. Учет климатических факторов, современные технологии и инновационные решения обеспечат надежность и безопасность электроснабжения, что важно для Западно – Сургутского месторождения. Подстанция удовлетворит текущие потребности потребителей и создаст условия для будущих подключения, что будет способствовать устойчивому развитию экономики и улучшению качества жизни местного населения. Программа обучения пользователей рациональному использованию энергии снизит нагрузку на энергосети и повысит уровень экосознания в регионе. Эффективная реализация проекта укрепит энергетическую безопасность, обеспечивая стабильное и доступное электроснабжение для всех слоев населения и создавая основу для дальнейшего прогресса и гармоничного развития региона в условиях современных вызовов.

## **2 Проектирование электрической части подстанции**

### **2.1 Разработка схемы электрических соединений подстанции**

Главным оборудованием ПС – 35/6 кВ «Победит 1,2» г. Сургута является «РУ для высшего напряжения 35 кВ». Поскольку ПС–35/6 кВ «Победит 1,2» г. Сургута находится в тупиковой позиции в схеме, это предопределяет необходимость использования определенной конфигурации в РУ–35 кВ, которая гарантирует стабильное электроснабжение для пользователей подстанции и одновременно обеспечит надежный транзит электроэнергии в будущем, принимая во внимание наличие резервов в системе [6,7,13].

Проектируемое оборудование 35 кВ устанавливается на открытой части ПС на фундамент из электротехнических свай и металлическую раму заводского изготовления. Оборудование 6 кВ устанавливается в блочно – модульном здании ЗРУ–6 кВ, установленном на фундамент из электротехнических свай.

Список ключевых устройств, которые получают электроэнергию от первой и второй секций сборных шин КРУ–6 кВ на подстанции ПС–35/6 кВ «Победит 1,2», включает в себя ячейки отходящих линий и шкафы управления для ПС 35/6 кВ. Более детальная информация о основном оборудовании представлена на графических листах 3 и 4.

РУ 35 кВ выполнено по схеме №35 – 4Н "Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий". Проектом предусматривается применение блока приема ВЛ 35 кВ, в составе:

- Ресурсы TER\_Rec35\_Smart1\_Sub7 со встроенными датчиками тока и напряжения;
- Ограничителей перенапряжения 35 кВ;
- Разъединителей трехполюсных с 2 заземляющими ножами с ручными приводами;
- Опорных изоляторов 35 кВ.

Прокладка силовых и контрольных кабельных линий на ОРУ 35 кВ предусматривается в металлических кабельных лотках.

На ПС 35/6 кВ «Победит 1,2» выполняется установка силовых трансформаторов ТД–10000/35/6 мощностью 10000 кВА, напряжением  $U_{\text{вн}} = 35$  кВ и  $U_{\text{нн}} = 6$  кВ климатического исполнения УХЛ1. В соответствии с п. 4.2.206 ПУЭ, установка силовых трансформаторов предусматривается непосредственно на фундамент без кареток (катков) и рельс.

Для электроснабжения собственных нужд ПС предусматривается установка двух сухих ТСН мощностью 40 кВА. Подключение трансформаторов собственных нужд выполняется через ячейку с предохранителем на шинный мост 6 кВ до вводного выключателя. Установка ТСН 6/0,4 кВ выполняется в ячейках КРУ 6 кВ

ЗРУ 6 кВ имеет схему №6 – 1 «Одна секционированная выключателем система шин». Проектом предусматривается строительство блочно–модульного здания ЗРУ 6 кВ с ячейками КРУ 6 кВ. Ячейки КРУ 6 кВ одностороннего обслуживания. Общее количество ячеек 6 кВ – 20 шт. Количество линейных ячеек на каждую секцию – 5 (+1–на УКРМ) с применением вакуумных выключателей с номинальным током 1000 А. Номинальный ток вводных и секционного выключателей составляет 2000А. Номинальный ток сборных шин – 2000А. Подключение ЗРУ 6 кВ к трансформаторам выполняется гибкой ошиновкой, через проходные изоляторы в стене здания ЗРУ 6 кВ.

Внутренние сети (освещение, отопление, кондиционирование, вентиляция) здания ЗРУ 6 кВ выполняет завод-изготовитель БМЗ. Схемы щитов отопления, вентиляции, освещения разрабатывает завод-изготовитель БМЗ.

Основным распределительным устройством сети СН подстанции является щит собственных нужд (ЩСН), устанавливаемый в здании ЗРУ 6 кВ в помещении реализована схема с одной рабочей секционированной системой шин, управляемой выключателем. Система заземления TN–C–S. ЩСН включает в себя следующие шкафы:

- 1 шкаф ввода и секционирования;

- 2 шкафа отходящих линий.

В качестве защитных аппаратов применяются автоматические выключатели в литом корпусе втычного исполнения с электронным расцепителем, а также модульные автоматические выключатели стационарного исполнения с тепловыми и электромагнитными расцепителями. Для защиты от импульсных перенапряжения в вводной ячейке на каждой секции устанавливается УЗИП. В нормальном режиме 1 и 2 секция шин ЩСН получают питание от 1ТСН и 2ТСН мощностью 40 кВА соответственно, аварийное питание секций осуществляется через секционный автоматический выключатель. Схемой АВР предусмотрено включение секционного автоматического выключателя по факту отключения одного из вводов 0,4 кВ.

Основными потребителями собственных нужд ~380/220 В являются:

- собственные нужды здания ЗРУ 6 кВ (освещение, обогрев, розеточная и силовая сеть);
- шкафы РЗА и телемеханики;
- охранный сигнализация и видеонаблюдение;
- собственные нужды ячеек КРУ-6 кВ;
- привода реклоузеров 35 кВ;
- обогрев шкафов и приводов оборудования 35 кВ;
- вентиляторы охлаждения силовых трансформаторов;
- светильники наружного освещения.

Потребители СН разделяются по категории электроснабжения, потребители I и II категории получают питание от двух секций ЩСН, потребители III категории – от одной.

Потребители первой категории получают питание от двух разных секций ЩСН, имеющих АВР на нижнем уровне (шкафы РЗА). Потребители второй категории получают питание от двух разных секций ЩСН, с ручным вводом резерва на нижнем уровне (распределительные шкафы здания ЗРУ 6 кВ, обогрев и питание оборудования ОРУ 35 кВ).

Электроприемники третьей категории имеют питание от одной секции шин ЩСН (сварочная сеть, наружное, охранная сигнализация, видеонаблюдение, вентиляторы силовых трансформаторов)

Для силовых кабельных сетей применяются кабели с медными жилами изоляцией из ПВХ пластика пониженной пожароопасности – ВВГнг–LS. Монтируем кабельную продукцию в кабельных лотках из металла, как в здании ЗРУ, так и под ним, а также на открытой части ПС.

Внутренние сети (освещение, отопление, кондиционирование, вентиляция) проектируемого блочно–модульного здания ЗРУ 6 кВ выполняет завод-изготовитель БМЗ.

Электроосвещение и силовая сеть выполняется в соответствии со СП 52.13330.2016 и ПУЭ 7 изд.

Предусмотрено 2 вида освещения зданий:

- Рабочее переменного тока 220 В, 50 Гц;
- Аварийное постоянного тока 220 В (эвакуационное).

Рабочее и аварийное освещение здания выполняется светодиодными светильниками. Минимальная степень защиты светильников – IP 23.

Групповая сеть освещения зданий выполняется кабелем ВВГнг(А)-LS 3х1,5; розеточная сеть – 3х2,5; аварийное освещение – 3х1,5.

Уровень освещенности определен в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 и «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации». Освещенность помещений принимается для помещения щита управления – 200 лк, помещения КРУ 6 кВ - 100 лк, тамбура – 75 лк.

Управление рабочим освещением осуществляется от выключателей у входов в помещения.

В проектируемом здании ЗРУ 6 кВ предусматривается установка щита наружного освещения (ЩНО) с прокладкой групповой сети до проектируемых светильников наружного освещения.

В качестве светильников наружного освещения применяются светодиодные прожектора.

В качестве проектных решений для силовых кабельных сетей применяются кабели силовые с медными жилами с изоляцией из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением ВВГнг–LS. Прокладка контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ выполняется в металлических кабельных лотках под зданием и по стенам.

Кабели 6 кВ используются для присоединения батарей статических конденсаторов к КРУ 6 кВ.

В качестве кабельных линий 6 кВ применяются кабели с тремя медными жилами, изоляция из сшитого полиэтилена, в оболочке из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности с низким дымо-и газовыделением ПвВнг (А)–LS–3х95/25.

## **2.2 Максимальные рабочие токи**

При расчете максимального рабочего тока трансформатора мощностью 10 МВА стоит учитывать специфику его работы в различных условиях, включая нагрузку, температурные факторы и срок службы. Для трансформаторов с коэффициентом перегрузки 1,25 требуется учитывать влияние на их температуру и срок службы. При длительной работе на перегруженных режимах увеличивается температура обмоток, что может привести к ускоренному старению изоляции. Это, в свою очередь, снижает надежность и увеличивает вероятность повреждений, которые могут потребовать серьезного ремонта или замены оборудования.

Таблица 2 – Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) без ограничения длительности

| Режим нагрузки                               | Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С |      |      |      |     |      |      |
|----------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|-----|------|------|
|                                              | -20                                                                                                                         | -10  | 0    | 10   | 20  | 30   | 40   |
| Нормальный (без повышенного износа изоляции) | 1,2                                                                                                                         | 1,2  | 1,15 | 1,08 | 1   | 0,91 | 0,82 |
| С возможным повышенным износом изоляции      | 1,25                                                                                                                        | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,2 | 1,15 | 1,08 |

Из этого следует, что  $I_{\text{max,раб}}$  на сторонах высокого и низкого напряжения соответствует  $I_{\text{расч.}}$  трансформатора мощностью 10 МВА с учетом его перегрузки на 25%.

Расчетные токи, в данных условиях будут равны:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \quad (1)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – среднее номинальное напряжение, кВ;

$S$  – мощность, кВА.

Расчетное значение максимального рабочего тока в цепи 35 кВ составит:

$$I_p = \frac{10000 \cdot 1,25}{\sqrt{3} \cdot 37} = 195,1 \text{ А.}$$

Расчетное значение максимального рабочего тока в цепи 6 кВ составит:

$$I_p = \frac{10000 \cdot 1,25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1146 \text{ А.}$$

С учетом максимального рабочего тока в 1146 А, проектировщики систем электрической передачи должны уделять особое внимание выбору проводников и изоляционных материалов. Проводники должны иметь достаточную токопроводимость, чтобы минимизировать потери энергии и избежать перегрева, который может привести к авариям.

### 2.3 Расчет нагрузок потребителей СН переменного тока

Максимально допустимая нагрузка для собственных нужд подстанции рассчитывается путем суммирования мощностей всех потребителей, при этом каждая мощность умножается на коэффициент нагрузки.

Результаты расчёта суммарной расчетной мощности в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет нагрузок проектируемых потребителей СН

| Наименование нагрузки                  | Номинальная мощность |                                                 |            | $\eta$ | $\cos\varphi$ | $\operatorname{tg}\varphi$ | Расчетная нагрузка на трансформатор |               |                  | S, кВА (нормальный режим) | S, кВА |
|----------------------------------------|----------------------|-------------------------------------------------|------------|--------|---------------|----------------------------|-------------------------------------|---------------|------------------|---------------------------|--------|
|                                        | Кол-во приёмников    | Одного приёмника<br>$P_{н.мах}/P_{н.мин}$ , кВт | Общая, кВт |        |               |                            | Норма                               | Активная, кВт | Реактивная, кВАр |                           |        |
| Питание шкафов управления реклоузерами | 1                    | 0,38                                            | 0,38       | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 0,38          | 0                | 0,38                      | 0,38   |
| Сварочный пост                         | 1                    | 10                                              | 10         | 1      | 1             | 0                          | 0,12                                | 1,2           | 0                | 0                         | 1,2    |
| Охлаждение 1Т                          | 3                    | 0,25                                            | 0,75       | 0,95   | 0,95          | 0,33                       | 0,85                                | 0,67          | 0,22             | 0,71                      | 0,71   |
| Охлаждение 2Т                          | 3                    | 0,25                                            | 0,75       | 0,95   | 0,95          | 0,33                       | 0,85                                | 0,67          | 0,22             | 0,71                      | 0,71   |
| Питание шкафа защиты 1Т                | 1                    | 0,2                                             | 0,2        | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 0,2           | 0                | 0,2                       | 0,2    |
| Питание шкафа защиты 2Т                | 1                    | 0,2                                             | 0,2        | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 0,2           | 0                | 0,2                       | 0,2    |

Продолжение таблицы 3

| Наименование нагрузки                | Номинальная мощность |                                                     |            | $\eta$ | $\cos\varphi$ | $\operatorname{tg}\varphi$ | Расчетная нагрузка на трансформатор |               |                  | S, кВА (нормальный режим) | S, кВА |
|--------------------------------------|----------------------|-----------------------------------------------------|------------|--------|---------------|----------------------------|-------------------------------------|---------------|------------------|---------------------------|--------|
|                                      | Кол-во приёмников    | Одного приёмника<br>$P_{н, \max}/P_{н, \min}$ , кВт | Общая, кВт |        |               |                            | Норма                               | Активная, кВт | Реактивная, кВАр |                           |        |
| Шинки управления 1 С.Ш.              | 1                    | 0,16                                                | 0,16       | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 0,16          | 0                | 0,16                      | 0,16   |
| Шинки управления 2 С.Ш.              | 1                    | 0,16                                                | 0,16       | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 0,16          | 0                | 0,16                      | 0,16   |
| Шкаф дуговой защиты 1 С.Ш            | 1                    | 0,05                                                | 0,05       | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 0,05          | 0                | 0,05                      | 0,05   |
| Шкаф дуговой защиты 2 С.Ш            | 1                    | 0,05                                                | 0,05       | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 0,05          | 0                | 0,05                      | 0,05   |
| Центральная сигнализация             | 1                    | 0,2                                                 | 0,2        | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 0,2           | 0                | 0,2                       | 0,2    |
| Питание цепей оперативных блокировок | 1                    | 0,2                                                 | 0,2        | 0      | 0             | 0                          | 1                                   | 0,2           | 0                | 0,2                       | 0,2    |
| Питание СН здания ЗРУ-6 кВ           | 1                    | 28                                                  | 28         | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 28            | 0                | 28                        | 28     |
| Наружное освещение (ЩНО)             | 1                    | 1,5                                                 | 1,5        | 0,95   | 0,95          | 0,33                       | 1                                   | 1,58          | 0,52             | 1,66                      | 1,66   |
| Шкаф ВН                              | 1                    | 1,5                                                 | 1,5        | 0,95   | 0,95          | 0,33                       | 1                                   | 1,58          | 0,52             | 1,66                      | 1,66   |
| Питание цепей теле–механики          | 1                    | 1,5                                                 | 1,5        | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 1,5           | 0                | 1,5                       | 1,5    |

Продолжение таблицы 3

| Наименование нагрузки                                                                                             | Номинальная мощность |                                                  |            | $\eta$ | $\cos\varphi$ | $\operatorname{tg}\varphi$ | Расчетная нагрузка на трансформатор |               |                  | $S$ , кВА (нормальный режим) | $S$ , кВА |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|--------------------------------------------------|------------|--------|---------------|----------------------------|-------------------------------------|---------------|------------------|------------------------------|-----------|
|                                                                                                                   | Кол-во приёмников    | Одного приёмника $P_{н, \max}/P_{н, \min}$ , кВт | Общая, кВт |        |               |                            | Норма                               | Активная, кВт | Реактивная, кВАр |                              |           |
| Шкаф ОС                                                                                                           | 1                    | 0,5                                              | 0,5        | 0,95   | 0,95          | 0,33                       | 1                                   | 0,53          | 0,19             | 0,55                         | 0,55      |
| Шкаф ШК№1                                                                                                         | 1                    | 0,5                                              | 0,5        | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 0,5           | 0                | 0,5                          | 0,5       |
| Шкаф ШК№2                                                                                                         | 1                    | 0,5                                              | 0,5        | 1      | 1             | 0                          | 1                                   | 0,5           | 0                | 0,5                          | 0,5       |
| Освещение релейных ячеек                                                                                          | 1                    | 0,05                                             | 0,05       | 0,95   | 0,95          | 0,33                       | 1                                   | 0,05          | 0,01             | 0,06                         | 0,06      |
| Суммарная расчётная нагрузка потребителей собственных нужд в аварийном режиме для зимнего максимума нагрузок, кВт |                      |                                                  |            |        |               |                            |                                     |               |                  | 38,7                         |           |

Суммарная расчётная нагрузка в 38,7 кВт в аварийном режиме для зимнего максимума нагрузок свидетельствует о высокой загрузке системы, что акцентирует внимание на необходимости регулярного мониторинга состояния оборудования и эффективности используемых мощностей. Превышение расчетных показателей может привести к перегреву элементов системы, увеличивая риск аварийных ситуаций и потенциальных затрат на ремонт.

## **2.4 Выбор силовых трансформаторов подстанции**

Известно, что выбор трансформаторов выполняется с учётом реальных суточных нагрузок. Тем не менее, данный способ может быть использован лишь для уже действующих подстанций, поэтому на этапе проектирования он не применяется из-за отсутствия данных о нагрузках, связанных с проектируемой подстанцией.

На ПС 35/6 кВ Победит–1,2 с учетом нагрузок отходящих линий, выполняется установка силовых трансформаторов ТД–10000/35/6 мощностью 10000 кВА, напряжением  $U_{вн} = 35$  кВ и  $U_{нн} = 6$  кВ климатического исполнения УХЛ1.

В соответствии с п. 4.2.206 ПУЭ, установка силовых трансформаторов предусматривается непосредственно на фундамент без кареток (катков) и рельс.

Для электроснабжения собственных нужд ПС предусматривается установка двух сухих ТСН мощностью 40 кВА.

Подключение трансформаторов собственных нужд выполняется через ячейку с предохранителем на шинный мост 6 кВ до вводного выключателя. Установка ТСН 6/0,4 кВ выполняется в ячейках КРУ 6 кВ. Важно правильно выбрать места установки и конфигурацию ячеек, чтобы минимизировать потери энергии и обеспечить стабильность работы.

## **2.5 Выбор и проверка сечения проводников на подстанции**

Следующим этапом работы требуется определить и произвести расчёт проводников для подстанции 35/6 кВ «Победит 1,2». В ходе этих расчетов будут выбраны кабели для воздушных линий 35 кВ и 6 кВ, а также будет осуществлен выбор шинпровода.

На подстанциях с напряжением свыше 1 кВ все проводники представлены в виде воздушных линий, что диктует необходимость применения унифицированного подхода при их выборе. Поскольку одним из главных критериев экономической целесообразности является приведённая стоимость,

оптимальный выбор сечений проводников должен занять центральное место в процессе всех расчётов.

Для проводников, работающих при напряжении более 1 кВ (включая ВЛ на 35 кВ и РЛ на 6 кВ, относящиеся к подстанции), выбор сечений осуществляется на основании определённых критериев, связанных с экономической плотностью тока.

### 2.5.1 Выбор и проверка кабелей 6 кВ

Рассмотрим выбор и проверку кабеля яч.ОЛ1 УКРМ. Результаты сведём в таблицу 4. Предварительно выбираем кабель ВВГнг–LS 3х50 – 6кВ.

Выбор номинального напряжения кабеля.

$$U_{ном.к} = 6 \text{ кВ} \geq U_{сети} = 6 \text{ кВ}.$$

Выбор сечения ТПЖ кабеля по длительно допустимому току.

Наибольший рабочий ток фидера ОЛ 1УКРМ на стороне 6 кВ соответствует мощности устройства компенсации реактивной мощности.

$$Q_{УКРМ} = 900 \text{ кВар},$$

$$I_P = \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2)$$

где  $Q$  – реактивная мощность;

$U_{ном.}$  – номинальное напряжение.

$$I_P = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 82,5 \text{ А}.$$

Допустимый ток кабеля ВВГнг-LS 3х50 при прокладке в земле – 175 А, в воздухе – 165 А. Кабель прокладывается одиночно под зданием ЗРУ-6 кВ. Коэффициент прокладки для таких условий равен – 1. Максимально допустимый длительный ток проводника, принимая во внимание коэффициент прокладки, составляет:

$$I_{до} = I \cdot 165 = 165 \text{ А},$$

$$165 \text{ A} > 82,5 \text{ A}.$$

Определим минимально допустимого сечения провода, соответствующего нормам термостойкости при возникновении короткого замыкания.

Сечение проводника определим по выражению:

$$S_{\text{тер.мин.}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (3)$$

где  $C_T$  – температурный коэффициент для проводника.

Полное время отключения для линейного выключателя составляет 0,05 секунды. Для кабеля с медной жилой, имеющего изоляцию из поливинилхлорида, параметр  $C_T$  равен  $120 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2} \text{ мм}^2$ . Это значение основано на расчетах токов короткого замыкания и выборе требуемого электрооборудования.

Основное время срабатывания защиты составляет 0,1 секунды.

$$\begin{aligned} t_{\text{откл}} &= 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}, \\ B_k &= 6838^2 \cdot \left[ 0,15 + 0,05 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,15}{0,05}} \right) \right] = 9,346 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}, \\ S_{\text{тер.мин.}} &= \frac{\sqrt{9,346 \cdot 10^6}}{120} = 25,5 \text{ мм}^2, \\ 50 \text{ мм}^2 &\geq 25,5 \text{ мм}^2. \end{aligned}$$

Проверка кабеля по условиям невозгораемости.

Формула, используемая для расчета температуры нагрева изоляции кабеля при прохождении тока во время короткого замыкания:

$$\theta_k = \theta_n \cdot e^k + a \cdot (e^k - 1), \quad (4)$$

где  $\theta_k$  – это температура проводника в момент конца КЗ, °С;

$\theta_n$  – температура проводника перед коротким замыканием, °C;  
 $A$  – величина, которая является обратной температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C, и равна 228°C.

$$K = \frac{(B \cdot B_{\text{тер}})}{S^2}, \quad (5)$$

где  $B$  – постоянная, характеризующая тепловые характеристики проводника, равняется 19,58 мм<sup>4</sup> / (кА<sup>2</sup> с) для меди, 45,65 мм<sup>4</sup>/(кА<sup>2</sup> с) для алюминия;

$S$  – площадь сечения жилы, мм<sup>2</sup>;

$B_{\text{тер}}$  – тепловая энергия, возникающая при отключении короткого замыкания с помощью резервной защиты.

Значение исходной температуры жилы перед коротким замыканием можно вычислить с помощью следующей формулы:

$$\theta_n = \theta_0 + (\theta_{\text{дд}} - \theta_{\text{окр}}) \cdot \left( \frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}} \right)^2, \quad (6)$$

где  $\theta_0$  – фактическая температура окружающей среды в момент короткого замыкания, °C;

$\theta_{\text{дд}}$  – установленное максимальное значение температуры для жилы, в градусах Цельсия, для кабелей с ПВХ-изоляцией составляет 90°C;

$\theta_{\text{окр}}$  – расчетная температура окружающего воздуха, °C;

$I_{\text{раб}}$  – ток до момента короткого замыкания, А;

$I_{\text{дд}}$  – значение тока, который может длительно допускаться, А.

Исходная температура жилы кабеля будет равна:

$$\theta_n = 30 + (90 - 25) \cdot \left( \frac{82,5}{165} \right)^2 = 46,25 \text{ °C},$$

где  $\theta_{\text{ДД}} = 90^\circ\text{C}$ ;

$$\theta_0 = 30^\circ\text{C};$$

$$\theta_{\text{окр}} = 25^\circ\text{C}.$$

Время срабатывания резервной защиты – 1 с.

$$t_{\text{откл}} = 1 + 0,05 = 1,05 \text{ с},$$

$$W_k = 6838^2 \cdot \left[ 1,05 + 0,05 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 1,05}{0,05}} \right) \right] = 51,43 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Коэффициент  $k$  будет равен:

$$k = \frac{(19,58 \cdot 51,43)}{50^2} = 0,403.$$

Температура жилы в конце КЗ  $\theta_k$  будет равна:

$$\theta_k = 46,25 \cdot e^{0,403} + 228 \cdot (e^{0,403} - 1) = 182,36^\circ\text{C}.$$

Допустимая температура жилы в конце КЗ  $\theta_k$  для кабелей с изоляцией из ПВХ составляет  $350^\circ\text{C}$ . Таким образом, выбранное сечение кабеля удовлетворяет требованиям по невозгоранию.

Предварительно выбранный кабель яч. ОЛ 1УКРМ ВВГнг-LS 3х50 удовлетворяет условиям выбора и проверки.

Процесс выбора и проверки соединений ячейки ОЛ 2УКРМ осуществляется таким же образом. Итоги отражены в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор и проверка кабелей 6 кВ

| Наименование<br>фидера | Исходные данные   |      |                                | Расчетные данные    |                                             |                            |                           |
|------------------------|-------------------|------|--------------------------------|---------------------|---------------------------------------------|----------------------------|---------------------------|
|                        | Марка<br>кабеля   | l, м | I <sub>макс.нагр.</sub> ,<br>А | I <sub>дд</sub> , А | S <sub>терм.мин.</sub> ,<br>мм <sup>2</sup> | Θ <sub>расч.</sub> ,<br>°С | Θ <sub>доп.</sub> ,<br>°С |
| ОЛ 1УКРМ               | ВВГнг–<br>LS 3х50 | 5    | 82,5                           | 165                 | 25,5                                        | 182,36                     | 350                       |
| ОЛ 2УКРМ               | ВВГнг–<br>LS 3х50 | 5    | 82,5                           | 165                 | 25,5                                        | 182,36                     | 350                       |

Рассмотренные фидеры, например, ОЛ 1УКРМ и ОЛ 2УКРМ, обладают идентичными характеристиками, что позволяет обеспечить одинаковую эффективность при эксплуатации. Выбор марки кабеля, такой как ВВГнг–LS 3х50, подтверждает его высокие стандарты безопасности и термостойкости, что особенно актуально в условиях современного энергоснабжения.

### 2.5.2 Выбор и проверка жесткой ошиновки 35 кВ

На ПС 35/6 кВ «Победит 1,2» предусматривается установка сборных шин 35 кВ. Предварительно принимаем, что проектируемые сборные шины 35 кВ будут выполнены алюминиевой трубой диаметром 80 мм с толщиной стенки 3 мм. Произведем выбор, проверку данной ошиновки.

Параметры выбора и проверки ошиновки:

По  $U_{ном}$ :

$$U_{ном.токопр.} \geq U_{сети},$$

$$U_{сети} = 35 \text{ кВ},$$

$$U_{ном.токопр.} = 35 \text{ кВ}.$$

По  $I_{ном}$ :

$$I_{ном.токопр.} \geq I_{макс.}$$

Допустимый длительный ток для алюминиевых шин трубчатого сечения 80х4 составляет:

$$I_{\text{ном.токопр.}} = 1770 \text{ A.}$$

Максимальный рабочий ток будет соответствовать максимальному рабочему току обмотки ВН силового трансформатора мощностью 10 МВА:

$$I_{\text{макс.сети}} = 195,1 \text{ A,}$$
$$1770 \text{ A} \geq 195,1 \text{ A.}$$

По наименьшему сечению проводника, которое соответствует критериям термической устойчивости в условиях короткого замыкания:

Для анализа термической и электродинамической стойкости вычисляется величина максимального тока КЗ. На высокой стороне этот максимальный ток составляет 5,284 кА.

Минимальная площадь поперечного сечения проводника устанавливается как:

$$S_{\text{тер.мин.}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}}, \quad (7)$$

где  $C_{\text{т}}$  – температурный коэффициент для жесткой ошиновки составляет  $82 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$  для алюминиевого сплава марки АД31Т, который способен выстоять нагрев до  $200^\circ\text{C}$ .

Данное значение устанавливается в ходе расчета токов короткого замыкания и при выборе необходимого электрооборудования. В последующих разделах работы будет детально описан процесс расчета токов КЗ и выбор соответствующих устройств.

Полное время срабатывания ДЗТ составляет:

$$t_{откл} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с},$$

$$B_K = 5284^2 \cdot \left[ 0,18 + 0,05 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,18}{0,05}} \right) \right] = 6,241 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{тер.мин.}} = \frac{\sqrt{6,421 \cdot 10^6}}{82} = 30,9 \text{ мм}^2.$$

Алюминиевые шины трубчатого сечения размером 80х3 имеют площадь поперечного сечения  $S_{\text{сеч.}} = 725 \text{ мм}^2$ , поэтому:

$$725 \text{ мм}^2 \geq 30,9 \text{ мм}^2.$$

Проверка на динамическую стойкость:

Шинная конструкция считается электродинамически устойчивой при соблюдении определенных условий.

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{макс}}, F_{\text{доп}} \geq F_{\text{изг}}^{(3)},$$

$$\sigma_{\text{макс.}} = \frac{F_{\text{макс.}}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W} \eta \text{ Па}, \quad (8)$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое механическое напряжение в материале шин;

$F_{\text{макс}}^{(3)}$  – это наивысшая сила, наблюдаемая при трехфазном коротком замыкании, в Н;

$l$  – длина пролетов шины, измеряемая в метрах;

$\lambda$  – коэффициент, который зависит от условий опирания шины;

$W$  – момент сопротивления сечения шины, выражаемый в кубических метрах;

$\eta$  – коэффициент динамического воздействия, который зависит от расчетной основной частоты собственных колебаний шины  $f_1$ .

$$F_{\text{макс.}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{\alpha} \cdot l \cdot \left( i_{\text{уд}}^{(3)} \right)^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_{\text{расп}}, \quad (9)$$

где  $\alpha$  – это промежуток между проводниками, измеряемый в метрах;  
 $K_{\text{РАСП}}$  – это коэффициент, который зависит от расположения  
проводников относительно друг друга;  
 $K_{\text{Ф}}$  – это коэффициент формы.

Чтобы вычислить предельную нагрузку на изолятор в конструкции шины с высокой жесткостью в случае трехфазного короткого замыкания, необходимо применять соответствующую формулу:

$$F_{\text{из}}^{(3)} = \beta \cdot F_{\text{макс}}^{(3)} \cdot \eta, \quad (10)$$

где  $\beta$  – коэффициент, который зависит от характеристик опоры (функции крепления) шин, а также от количества пролетов конструкции, использующей неразрезные шины.

Определим ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8187 \cdot 5284 = 13,55 \text{ кА.}$$

Для шин трубчатого сечения:

$$J_y = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}, \quad W_Y = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D},$$

Где  $J_y = 5,387 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4$ ,

$$W_Y = 1,347 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3,$$

$$\lambda = 8, K_{\text{РАСП}} = 1,$$

$$K_{\text{Ф}} = 1,$$

$$\beta = 1,$$

$$\eta = 1,8.$$

Проверка на динамическую стойкость изоляторов типа ОНШП-35-1000УХЛ1:

Минимальное межфазное расстояние составляет 785 мм.

Максимальный пролет – 2200 мм.

$$F_{\text{макс.}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,785} \cdot 2,2 \cdot (13,55 \cdot 10^3)^2 \cdot 1 \cdot 1 = 89,66 \text{ Н},$$

$$F_{\text{из}}^{(3)} = 1 \cdot 89,66 \cdot 1,8 = 161,4 \text{ Н},$$

$$\sigma_{\text{макс.}} = \frac{89,66 \cdot 2,2}{8 \cdot 1,347 \cdot 10^{-5}} \cdot 1,3,3 \text{ МПа.}$$

Максимальная сила, которую способен выдерживать изолятор, составляет 60% от минимально разрешенной разрушающей нагрузки  $F_{\text{разр.}}$ , действующей на верхнюю часть изолятора (поддержки) в условиях изгиба или разрыва. Иными словами:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр.}}$$

Для изолятора ОНШП–35–1000УХЛ1 минимальная разрушающая сила на изгиб составляет 10 кН.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 10 = 6 \text{ кН},$$

$$6 \text{ кН} \geq 0,1614 \text{ кН.}$$

Таким образом проектируемая ошиновка отвечает требованиям электродинамической стойкости.

### **2.5.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки 35 кВ**

На ПС 35/6 кВ «Победит 1,2» предусматривается установка перемычек между оборудованием на ОРУ 35 кВ. Предварительно принимаем, что проектируемая ошиновка 35 кВ будет выполнена сталеалюминиевым проводом

АС–120/19. Произведем выбор и проверку предварительно выбранной ошиновки.

Выбор и проверка ошиновки производится на основании следующих критериев:

По  $U_{ном}$ :

$$U_{ном.токопр.} \geq U_{сети},$$
$$6 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}.$$

По  $I_{ном}$ :

$$I_{ном.токопр.} \geq I_{макс.}$$

Допустимый длительный ток провода АС-120/19 составляет 390 А:

$$I_{ном.токопр.} = 390 \text{ А}.$$

Максимальный рабочий ток принимаем в соответствии с пунктом 1. Максимальный рабочий ток на стороне 35 кВ составляет:

$$I_{макс.сети} = 195,1 \text{ А},$$
$$390 \text{ А} \geq 195,1 \text{ А}.$$

По минимальному поперечному сечению, соответствующему требованию термальной устойчивости при коротком замыкании:

Для анализа термической и электродинамической стойкости вычисляется величина максимального тока КЗ. На высокой стороне этот максимальный ток составляет 5,284 кА.

Поперечное сечение проводника находим по выражению:

$$S_{\text{тер.мин.}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}}, \quad (11)$$

где  $C_{\text{т}}$  – значение параметра  $C_{\text{т}}$  для алюминиевого сплава марки АД31Т (допустимая температура нагрева 200°C) составляет  $90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} \text{ мм}^2$ .

Полное время срабатывания ДЗТ составляет 0,18 с.:

$$B_{\text{к}} = 5284^2 \cdot \left[ 0,18 + 0,05 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,18}{0,05}} \right) \right] = 6,241 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{тер.мин.}} = \frac{\sqrt{6,241 \cdot 10^6}}{90} = 28,16 \text{ мм}^2.$$

Площадь поперечного сечения провода АС-120/19 составляет  $120 \text{ мм}^2$

$$120 \text{ мм}^2 \geq 28,16 \text{ мм}^2.$$

Проектируемая ошиновка отвечает современным требованиям по надежности и безопасности, что создает уверенность в стабильной эксплуатации подстанции «Победит 1,2».

#### **2.5.4 Выбор и проверка гибкой ошиновки 6 кВ**

На подстанции предусматривается установка шинного моста 6 кВ. Проектируемый шинный мост 6 кВ будет выполнен двумя сталеалюминиевыми проводами АС–240/39. Проведем отбор и оценку предварительно выбранной ошиновки.

Выбор и проверку ошиновки выполним на основе следующих критериев:

По  $U_{\text{ном.}}$ :

$$U_{\text{ном.токопр.}} \geq U_{\text{сети}},$$

$$6 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}.$$

По  $I_{\text{ном.}}$ :

$$I_{\text{ном.токопр.}} \geq I_{\text{макс.}}$$

Допустимый длительный ток провода 2хАС-240/39 составляет 1220 А:

$$I_{\text{ном.токопр.}} = 1220 \text{ А.}$$

Максимальный рабочий ток принимаем в соответствии с пунктом 1.  
Максимальный рабочий ток на стороне 6 кВ составляет:

$$\begin{aligned} I_{\text{макс.сети}} &= 1146 \text{ А,} \\ 1220 \text{ А} &\geq 1146 \text{ А.} \end{aligned}$$

По минимальному поперечному сечению, соответствующему требованию термальной устойчивости при коротком замыкании:

Для анализа термической и электродинамической стойкости вычисляется величина максимального тока КЗ. На низкой стороне этот максимальный ток составляет 6,838 кА.

Поперечное сечение проводника находим по выражению:

$$S_{\text{тер.мин.}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}}. \quad (12)$$

Полное время срабатывания ДЗТ составляет 0,15 с.:

$$B_{\text{к}} = 6838^2 \cdot \left[ 0,15 + 0,05 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,15}{0,06}} \right) \right] = 9,346 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{тер.мин.}} = \frac{\sqrt{9,346 \cdot 10^6}}{90} = 33,97 \text{ мм}^2.$$

Площадь поперечного сечения провода 2хАС–240/39 составляет 480мм<sup>2</sup>:

$$480 \text{ мм}^2 \geq 33,97 \text{ мм}^2.$$

Проектируемый шинный мост 6 кВ с установленной ошиновкой полностью соответствует действующим нормам и требованиям.

### **2.5.5 Выбор и проверка силовых кабелей 0,4 кВ**

Согласно п. 6.2.3 "Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ" на ПС применяем кабеля с индексом нг–LS.

Сечение кабеля выбирают с учетом допустимого тока, исходя из коэффициента укладки кабеля:

$$I_p \leq k_{np} \cdot k_{тем} \cdot I_{доп},$$

где  $I_p$  – ток, который рассчитывается для линии, А;

$k_{np}$  – коэффициент, уменьшающий величину, принимающий во внимание многослойное размещение кабелей в коробах;

$k_{тем}$  – корректирующий коэффициент, который отражает влияние температуры окружающей среды;

$I_{доп}$  – максимально допустимый ток для кабеля, А.

Проверка силовых кабелей 0,4 кВ по допустимому падению напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (\cos \varphi \cdot r_{уд.1} + \sin \varphi \cdot x_{уд.1})}{U_{ном.}} \cdot 100\%, \quad (13)$$

где  $r_{уд.1}$ ,  $x_{уд.1}$  – погонные активное и реактивное сопротивления линии, мОм/м;

$l$  – длина линии, м;

$I$  – расчетный ток, А.

Падение напряжения на кабеле от ТСН до ЩСН ВВГнг(А)-LS 5х25 длиной 24 м:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 39 \cdot 24 \cdot (0,97 \cdot 0,74 + 0,243 \cdot 0,091) \cdot 0,001}{380} \cdot 100\% = 0,52\%.$$

Суммарное падение напряжения составит 0,52%, что не превышает допустимое падение напряжения до конечного потребителя 5% от  $U_{ном}$ .

Проверка силовых кабелей 0,4 кВ по термической стойкости.

Выполним расчет, минимального сечения кабеля, который можно подключить к шинам ЩСН:

$$B_k = 1,36^2 \cdot \left[ 0,01 + 0,004 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,004}} \right) \right] = 0,026 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{тер.мин.}} = \frac{\sqrt{0,026 \cdot 10^6}}{120} = 1,344 \text{ мм}^2,$$

где  $B_k - 0,026 \cdot 10^6$  это тепловой импульс, возникающий при КЗ;

$C_m$  – константа (для кабелей с медными проводами принимается 120 (А·с<sup>1/2</sup>·мм<sup>2</sup>);

$S_{\text{тер.мин}}$  – минимальная площадь поперечного сечения кабеля (мм<sup>2</sup>);

$I_{\text{кз}}^{(3)} = 1,36$  – уровень тока КЗ на шинах ЩСН;

$t_{\text{откл}} = 0,01$  – время, необходимое для отключения КЗ основной защитой.

После расчета минимального сечения принимаем для прокладки кабель сечением не менее 2,5 мм<sup>2</sup>

Проверка силовых кабелей 0,4 кВ по условию невозгорания.

Для правильной оценки температуры нагрева проводников применяется номограмма, как указано на рисунке 5. Эта номограмма позволяет визуально определить максимальную допустимую температуру, исходя из характеристик кабеля, его сечения и времени, в течение которого происходит короткое

замыкание. Важно учитывать, что максимальная температура не должна превышать критических значений, установленных стандартами пожарной безопасности.

Анализ данных, полученных по номограмме, помогает инженерам принимать обоснованные решения по выбору материалов и технологии монтажа кабелей, а также по их эксплуатации.

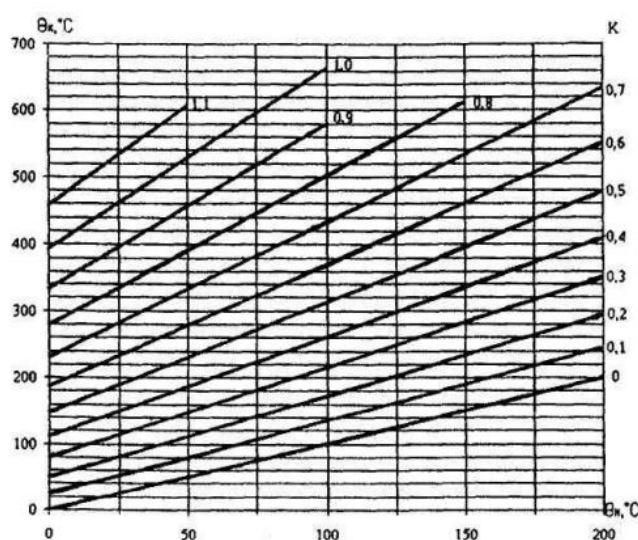


Рисунок 5 – График для выбора силовых кабелей при токах КЗ

График составлен на основе математического выражения:

$$\theta_k = \theta_n \cdot e^K + a \cdot (e^K - 1), \quad (14)$$

где  $\theta_k$  – t жил после КЗ, °C;

$\theta_n$  – t жил до КЗ, °C;

a – обратная величина температурному коэффициенту R при 0°C, которая равна 228°C.

$$K = \frac{(B \cdot B_k)}{S^2}, \quad (15)$$

где  $v$  – это константа, которая описывает теплотехнические характеристики материала, для меди равна  $19,58 \text{ мм}^4(\text{кА}^2\text{с})$ ;  
 $S$  – площадь поперечного сечения проводника,  $\text{мм}^2$ ;  
 $B_k$  – тепловой импульс при КЗ.

$$B_k = I_{\text{КЗ}}^{(3)2} \cdot \left[ t_{\text{откл}} + T_a \cdot \left( 1 - t^{\frac{-2 \cdot t_{\text{откл}}}{T_a}} \right) \right]. \quad (16)$$

В соответствии с Ц-02-98 (Э) «О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания» в расчетах для сети 0,4 кВ принимается во внимание сопротивление электрической дуги в зоне короткого замыкания (КЗ), а также рост активных сопротивлений кабелей, вызванный током трехфазного КЗ. Кроме того, для проведения расчетов по кабелям напряжением до 1 кВ разрешается использовать точку КЗ, принимая её на расстоянии 20 метров от начала отрезка кабеля.

Начальная температура жилы до КЗ может быть определено по формуле:

$$\theta_n = \theta_0 + (\theta_{\text{дд}} - \theta_{\text{окр}}) \cdot \left( \frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}} \right)^2, \quad (17)$$

где  $\theta_0$  – температура окружающей среды в момент КЗ,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\theta_{\text{дд}}$  – расчетная максимальная допустимая температура жилы,  $^{\circ}\text{C}$ , для кабелей с изоляцией из ПВХ равная  $70^{\circ}\text{C}$ ;

$\theta_{\text{окр}}$  – расчетная температура воздуха,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$I_{\text{раб}}$  – ток до КЗ, А;

$I_{\text{дд}}$  – расчетный допустимый ток, А.

Проведем расчет для отходящей линии «Питание собственных нужд ЗРУ-6 кВ». Для данной линии расчетный ток составляет  $I = 42,6 \text{ А}$ , а тип кабеля

используется ВВГнг(А)–LS 5х16. Начальная температура проводника примем равной:

$$\theta_{\text{н}} = 30 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{42,6}{81}\right)^2 = 42,45^{\circ}\text{C},$$

где  $\theta_{\text{дд}} = 70^{\circ}\text{C}$ ;

$$\theta_0 = 30^{\circ}\text{C};$$

$$\theta_{\text{окр}} = 25^{\circ}\text{C};$$

$$I_{\text{раб}} = 42,6 \text{ A};$$

$$I_{\text{до}} = 81 \text{ A (для медного кабеля сечением } 16 \text{ мм}^2\text{)}.$$

Время резервной защиты (вводного автоматического выключателя) равно 0,3 с, соответственно;

$$B_{\text{к}} = 1,456^2 \cdot \left[ 0,3 + 0,004 \cdot \left( 1 - t^{\frac{-2 \cdot 0,3}{0,004}} \right) \right] = 0,644 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Коэффициент  $k$  будет равен:

$$k = \frac{19,58 \cdot 0,644}{16^2} = 0,049.$$

Температура жилы в конце КЗ  $\theta_{\text{к}}$  будет равна:

$$\theta_{\text{к}} = 42,45 \cdot e^{0,049} + 228 \cdot (e^{0,049} - 1) = 56,03^{\circ}\text{C}.$$

Допустимая температура жилы в конце КЗ  $\theta_{\text{к}}$  для кабелей с изоляцией из ПВХ пластиката составляет  $350^{\circ}\text{C}$ . Таким образом, выбранное сечение кабеля ВВГнг–LS 5х16 удовлетворяет требованиям по невозгоранию.

Вывод по разделу: проведенные расчеты и проверки показали, что силовые кабели ВВГнг(А)–LS 5х16 соответствуют требованиям безопасности и

надежности для эксплуатации при переменном токе 0,4 кВ. Падение напряжения в линии составило 0,52%, что меньше установленных норм и обеспечивает эффективное электроснабжение.

Испытания термической стойкости подтвердили возможность подключения данного сечения кабеля к щитам без риска перегрева даже в экстремальных условиях. Температура жилы в конце КЗ осталась в допустимых пределах, что указывает на высокие эксплуатационные характеристики кабеля. Применение данных кабелей способствует повышению надежности электроснабжения потребителей электроэнергией.

Результаты расчетов демонстрируют надежность и безопасность кабелей, что важно для предотвращения возгораний и обеспечения стабильной работы электрических систем. Соблюдение норм и параметров проектирования создает надежную основу для безопасной эксплуатации электрических установок.

### 3 Расчёт токов КЗ

В сети переменного тока анализ токов короткого замыкания выполняется для выбора и проверки электрического оборудования с учетом требований термической и электродинамической устойчивости, а также способности к отключению [15].

Согласно произведенным расчетам в этой работе, на шинах открытого распределительного устройства подстанции 35/6 кВ «Победит–1,2» максимальный ток короткого замыкания достигает 15869 А. Определим ток по стороне ВН.

Для нахождения тока короткого замыкания необходимо определить параметры системы.

Параметры системы:

Напряжение системы:

$$U_c = U_{ср.ВН} = 115 \text{ кВ.}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН:

$$I_{КЗ}^{(3)} = 15,869 \text{ кА.}$$

Эквивалентное индуктивное сопротивление системы ( $x_c$ ) рассчитывают по формуле:

$$x_c = \frac{U_{ср.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}}, \quad (18)$$
$$x_c = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,869 \cdot 10^3} = 4,19 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора рассчитывается на основе  $I_{КЗ}$  и характеристик самого устройства.

$$Z_{тр} = \frac{U_{КЗ}\%}{100} \cdot \frac{U_{нор.тр.}^2}{S_{ном.}}, \quad (19)$$

где  $U_{КЗ}\%$  – это  $U_{КЗ}$ , выраженное в процентах, %;

$U_{ном.тр.}$  – это номинальное значение  $U$  трансформатора, в кВ;

$S_{\text{ном}}$  – это номинальная мощность трансформатора, в МВА.

$$Z_{\text{тр}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,716 \text{ Ом.}$$

$I_{\text{кз}}$  с условием сопротивления трансформатора:

$$I_{\text{кз.110}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_c + Z_{\text{тр}})}, \quad (20)$$

$$I_{\text{кз.110}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (4,19 + 34,716)} = 1,7 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания ( $I_{\text{кз.н}}$ ) приведенное к ступени НН сети рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{кз.нн35}} = I_{\text{кз.110}} \cdot \frac{U_{\text{ном.тр.}}}{U_{\text{ср.нн}}}, \quad (21)$$

$$I_{\text{кз.нн35}} = 1,7 \cdot \frac{115}{37} = 5,284 \text{ кА.}$$

Для расчета токов КЗ на стороне 35 кВ необходимо учесть линию АС–120:

$$I_{\text{кз.35}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_c + Z_{\text{л}})}, \quad (22)$$

$$I_{\text{кз.110}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot (4,05 + 3,954)} = 2,67 \text{ кА.}$$

Определим ток по стороне 6 кВ.

Напряжение системы:

$$U_c = U_{\text{ср.ВН}} = 37 \text{ кВ.}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = 2,672 \text{ кА,}$$

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}}, \quad (23)$$

$$x_c = \frac{37 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2,672 \cdot 10^3} = 8 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем сопротивление трансформатора ТД–10000/35/6.

$$Z_{\text{тр}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{38,5^2}{10} = 11,117 \text{ Ом.}$$

Ток короткого замыкания с условием сопротивлений трансформатора:

$$I_{\text{КЗ.10}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_c + Z_{\text{тр}})}, \quad (24)$$

$$I_{\text{КЗ.110}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot (8 + 11,117)} = 1,119 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания ( $I_{\text{КЗ.НН}}$ ) приведенное к ступени НН сети рассчитаем так:

$$I_{\text{КЗ.НН10}} = I_{\text{КЗ}} \cdot \frac{U_{\text{ном.тр.}}}{U_{\text{ср.НН}}}, \quad (25)$$

$$I_{\text{КЗ.НН10}} = 1,119 \cdot \frac{38,5}{6,3} = 6,838 \text{ кА.}$$

Результаты токов короткого замыкания сведены в таблицу 5.

Таблица 5 –  $I_{\text{КЗ}}$  на ПС 35 кВ «Победит–1,2»

| Точка короткого замыкания | Результаты расчета $I_{\text{КЗ}}$ для выбора оборудования |
|---------------------------|------------------------------------------------------------|
|                           | Ток трехфазного КЗ( $I^{(3)}$ ), кА                        |
| Сборные шины 35 кВ        | 5,284                                                      |
| Сборные шины 6 кВ         | 6,838                                                      |

$I_{\text{уд.}}$  в соответствии с ГОСТ Р 52735–2007 определяется по выражению:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \quad (26)$$

где,  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется в соответствии с ГОСТ Р 52735–2007 по выражению:

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (27)$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,8187,$$

где,  $T_a$  – период времени затухания апериодической части тока короткого замыкания (КЗ) играет ключевую роль в обеспечении безопасности электросетей. Согласно требованиям ГОСТ Р52735-2007, определение этого параметра позволяет установить надежные значения для защитных устройств и оборудования, что, в свою очередь, минимизирует риск повреждений и аварийных ситуаций.

Таблица 6 – Расчетные значения УТ при трехфазном КЗ на шинах 35/6 Кв

| Место КЗ         |          | Ударный ток КЗ $i_{уд}$ , кА |
|------------------|----------|------------------------------|
| ПС 35 кВ Победит | СШ 35 кВ | 13,55                        |
|                  | СШ 6 кВ  | 17,54                        |

В электрических системах место короткого замыкания (КЗ) играет критически важную роль в оценке устойчивости и надежности работы подстанций. В данном случае мы рассматриваем подстанцию 35 кВ Победит, где было зарегистрировано значение ударного тока КЗ для секции Ш (СШ) 35 кВ равное 13,55 кА и для секции 6 кВ — 17,54 кА.

### 3.1 Расчет токов короткого замыкания в сети собственных нужд

В сети до 1 кВ обязательно проводят вычисления токов КЗ, для выбора и проверки оборудования подстанций. Помимо этого, такие вычисления важны для определения характеристик активации защитных механизмов и

оборудований, применяемых в данной системе. При выполнении расчетов токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1 кВ следует учитывать:

- индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, включая генераторные установки, силовые трансформаторы, проводники, токовые катушки автоматических выключателей;
- активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;
- активные сопротивления различных контактов и контактных соединений;
- значения параметров синхронных и асинхронных электродвигателей.

Кроме того, при расчетах токов КЗ рекомендуется учитывать изменение активного сопротивления проводников короткозамкнутой цепи вследствие их нагрева при КЗ. При расчетах токов КЗ допускается:

- максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;
- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы.

### **3.2 Определение параметров схемы замещения**

Рассмотрим расчет токов короткого замыкания на шинах ИСН. На рисунке 6, проиллюстрирована расчетная схема и ее преобразование.

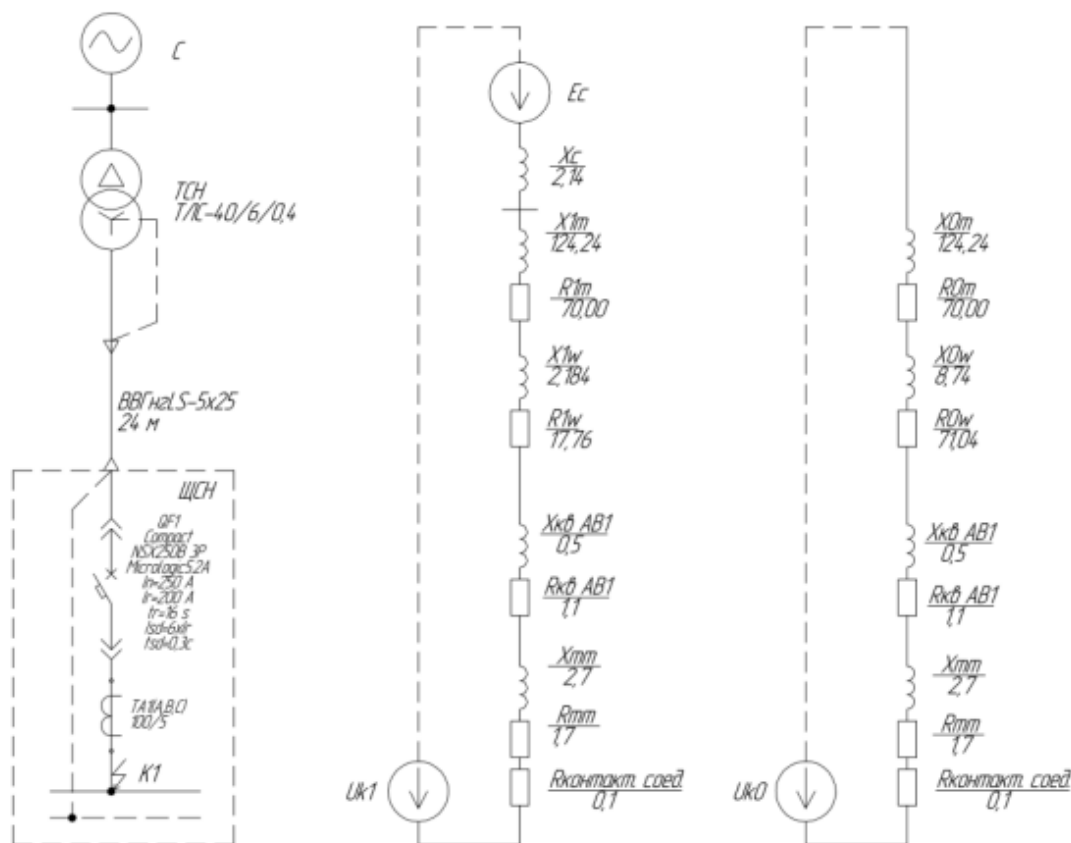


Рисунок 6 – Расчетная схема и ее преобразование

Параметры системы:

Напряжение системы:

$$U_c = U_{BH} = 6 \text{ кВ.}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН ТСН:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = 6,838 \text{ кА.}$$

Эквивалентное индуктивное сопротивление системы ( $x_c$ ), приведенное к ступени низшего напряжения сети рассчитывают по формуле:

$$X_C = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{К.ВН}} \cdot U_{\text{ср.ВН}}}, \quad (28)$$

$$X_C = \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{\sqrt{3} \cdot 6,838 \cdot 10^3 \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 2,14 \text{ мОм},$$

где  $R_T$ ,  $X_T$  – активное, индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающих трансформаторов ( $r_T$ ,  $x_T$ ) в миллиомах, приведенные к ступени низшего напряжения сети рассчитывается по формулам:

$$r_{1T} = \frac{P_{\text{К.НОМ}} \cdot U_{\text{НН.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} \cdot 10^6, \quad (29)$$

$$x_{1T} = \sqrt{u_K^2 - \left( \frac{100 \cdot P_{\text{К.НОМ}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{НН.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}} \cdot 10^4, \quad (30)$$

$$r_{1T} = \frac{0,7 \cdot 0,4^2}{40^2} \cdot 10^6 = 70 \text{ мОм},$$

$$x_{1T} = \sqrt{3,5^2 - \left( \frac{100 \cdot 0,7}{40} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{400} \cdot 10^4 = 121,24 \text{ Ом},$$

где  $R_T$  – активное и  $x_T$  – индуктивное кабельных линий.

$$r_W = r_{y\partial} \cdot l, \quad (31)$$

$$x_W = x_{y\partial} \cdot l, \quad (32)$$

где  $r_w$ ,  $x_w$  – удельное  $r_t$  – активное и  $x_t$  – индуктивное кабельной линии, соответственно, мОм/м.

Сопротивление прямой последовательности существующего кабеля от ТСН до ЩСН ВВГнг–LS 5х25 длиной 24 м, мОм:

$$r_{1w} = 0,74 \cdot 24 = 17,76 \text{ мОм},$$

$$x_{1w} = 0,091 \cdot 24 = 2,18 \text{ мОм}.$$

Сопротивление нулевой последовательности, мОм:

$$r_{0w} = 2,96 \cdot 24 = 71,04 \text{ мОм},$$

$$x_{0w} = 0,364 \cdot 24 = 8,74 \text{ мОм}.$$

Применяя полученные данные и формулы, можно провести необходимые проверки и убедиться в корректности расчетов. Такой пошаговый и системный подход к анализу системы электроснабжения позволяет заранее выявлять возможные проблемы и минимизировать риски при эксплуатации электрооборудования.

### 3.3 Расчет трехфазного тока короткого замыкания

Определим эффективное значение тока 3-х фазного КЗ на шинах РУ ЩСН:

$$r_{1\Sigma} = r_{1T} + r_{1W} + r_{TT} + r_{KB\ AB1} + r_{\text{конт.соед.}}, \quad (33)$$

$$x_{1\Sigma} = x_C + x_{1T} + x_{1W} + x_{TT} + x_{KB\ AB1}, \quad (34)$$

$$r_{1\Sigma} = 70 + 17,76 + 1,7 + 1,1 + 0,1 = 90,66 \text{ мОм},$$

$$x_{1\Sigma} = 2,14 + 121,24 + 2,18 + 2,7 + 0,5 = 128,77 \text{ мОм}.$$

Исходное значение тока при 3-х фазном КЗ рассчитывается так:

$$I_{K1,м}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}^{(3)}}, \quad (35)$$

где  $U_{\text{ср.нн}}$  – среднее значение  $U_{\text{ном}}$ , где произошло короткое замыкание.

$$Z_{K1}^{(3)} = \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}, \quad (36)$$

где  $Z_{K1}^{(3)}$  – общее (полное) сопротивление электрической цепи при трехфазном коротком замыкании, мОм.

$$Z_{K1}^{(3)} = \sqrt{90,66^2 + 128,77^2} = 157,9 \text{ мОм},$$

$$I_{K1,м}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 157,9} = 1,466 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного дугового короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{K1,д}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_d)^2 + x_{1\Sigma}^2}}. \quad (37)$$

Сопротивление дуги, мОм:

$$r_d = \sqrt{\frac{U_{\text{ср.нн}}^2}{3I_{\text{нo}}^{(3)2} \cdot K_c^2} - x_{1\Sigma}^2 - r_{1\Sigma}^2}. \quad (38)$$

Коэффициент, учитывающий снижение тока в начальный момент дугового КЗ:

$$K_c = 0,6 - 0,0025Z_K + 0,114\sqrt{Z_K} - 0,13\sqrt[3]{Z_K}, \quad (39)$$

$$K_c = 0,6 - 0,0025 \cdot 157,9 + 0,114\sqrt{157,9} - 0,13\sqrt[3]{157,9} = 0,93.$$

По формулам (37), (38) вычислим сопротивление дуги и ток трехфазного дугового КЗ:

$$r_d = \sqrt{\frac{0,4^2}{3 \cdot 1,466^2 \cdot 0,93^2} - 157,9^2 - 90,66^2} = 17,94 \text{ мОм},$$

$$I_{K1,д}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(90,66 + 17,94)^2 + 157,9^2}} = 1,37 \text{ кА}.$$

Ударный ток трехфазного КЗ в электроустановках с одним источником энергии рассчитывают по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2}I_{n0}^{(3)} \left( 1 + e^{\frac{-t_{уд}}{T_a}} \right) = \sqrt{2}I_{n0}^{(3)} K_{уд}, \quad (40)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент, это ключевая характеристика, которая позволяет оценить эффективность взаимодействия тел при ударе. Для его определения мы обращаемся к графику, представленному на рисунке 7, который иллюстрирует зависимость между скоростью и временем удара. Знание ударного коэффициента позволяет инженера прогнозировать результаты столкновений и разрабатывать более безопасные и эффективные конструкции.

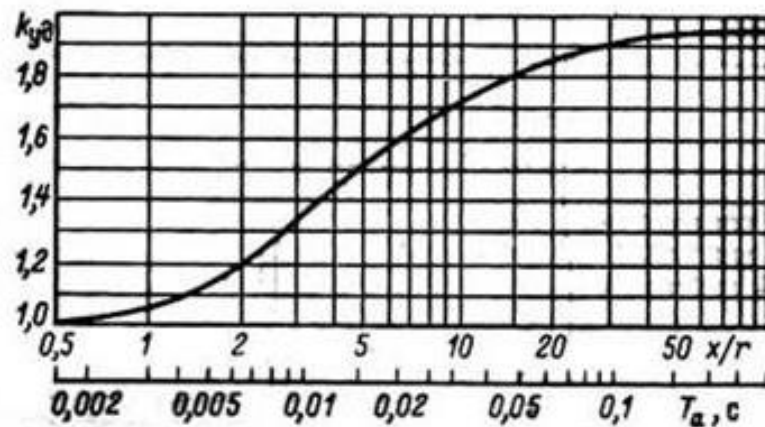


Рисунок 7 – Зависимость ударного коэффициента от времени

Таким образом,  $K_{уд} = 1,13$ .

Соответственно максимальный ударный ток составит:

$$i_{удК1} = \sqrt{2} \cdot 1,466 \cdot 1,13 = 2,38 \text{ кА.}$$

Ударный ток, возникающий в системе, имеет значительное влияние на надежность и безопасность работы электрооборудования, так как он может превышать номинальные значения в несколько раз. Важно провести точные расчеты, чтобы обеспечить адекватную защиту и предотвратить повреждение элементов сети.

### 3.4 Расчет однофазного тока КЗ

Если электроснабжение электроустановки напряжением до 1 кВ осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор, то начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы, кА, следует рассчитывать по формуле:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (41)$$

где  $R_{1\Sigma}$  и  $X_{1\Sigma}$  – полное активное, индуктивное сопротивление прямой последовательности схемы к точке КЗ, мОм.

$$R_{I\Sigma} = 90,66 \text{ мОм},$$

$$X_{I\Sigma} = 128,77 \text{ мОм},$$

$R_{0\Sigma}$  и  $X_{0\Sigma}$  – суммарное активное, индуктивное сопротивления расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм.

R (сопротивления) равны:

$$R_{0\Sigma} = R_{0T} + R_{0\text{кб}} + R_{\text{квAB1}} + R_{TT} + R_{\text{конт.соед.}},$$

$$X_{0\Sigma} = X_{0T} + X_{0\text{кб}} + X_{\text{квAB1}} + X_{TT},$$

где  $R_{0T}$  и  $X_{0T}$  – активное и индуктивное сопротивления нулевой

последовательности понижающего трансформатора.

Активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности для трансформатора понижения являются стандартными значениями. В случае трансформатора ТЛС – 40, сопротивления совпадают:

$$R_{0T} = 70 \text{ мОм},$$

$$X_{0T} = 121,24 \text{ мОм}.$$

$R_{0кб}$  и  $X_{0кб}$  – сопротивления нулевой последовательности кабеля.

$$R_{0кб} = 71,04 \text{ мОм},$$

$$X_{0кб} = 8,74 \text{ мОм}.$$

Начальное значение периодической составляющей металлического тока однофазного КЗ:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{\sqrt{(2 \cdot 90,66 + 143,94)^2 + (2 \cdot 128,77 + 133,18)^2}} = 1,36 \text{ кА}.$$

Минимальное значение тока однофазного КЗ (с учетом дуги) на шинах ЩСН определяется по формуле:

$$R_d = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{(2 \cdot (R_{1\Sigma} + R_d) + R_{0\Sigma} + R_d)^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (42)$$

где  $R_d$  – активное сопротивление дуги в месте КЗ, мОм.

В начале КЗ среднее значение активного сопротивления дуги можно найти по выражению:

$$R_d = \sqrt{\frac{U_{\text{ср.нн}}^2}{3I_{\text{н0}}^2 \cdot K_c^2} - X_{1\Sigma}^2 - R_{1\Sigma}^2}, \quad (43)$$

где  $I_{\text{н0}}$  – начальное значение периодической составляющей тока в месте однофазного металлического КЗ (без учета дуги), кА;

$K_c$  – среднее значение коэффициента коррекции, который демонстрирует снижение тока в начальной стадии дугового КЗ по сравнению с током при КЗ, найдём по выражению.

$$K_c = 0,6 - 0,0025Z_K + 0,114\sqrt{Z_K} - 0,13\sqrt[3]{Z_K}, \quad (44)$$

где  $Z_K$  – сопротивление цепи КЗ, зависящее от вида КЗ.

При однофазном КЗ:

$$Z_K = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}. \quad (45)$$

Общие активные, индуктивные сопротивления нулевой последовательности в цепи КЗ будут равны:

$$R_{0\Sigma} = 143,94 \text{ мОм},$$

$$X_{0\Sigma} = 133,18 \text{ мОм}.$$

Отсюда:

$$Z_K = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 90,66 + 143,94)^2 + (2 \cdot 128,77 + 133,18)^2} = 169,46 \text{ мОм},$$

$$K_c = 0,6 - 0,0025 \cdot 169,46 + 0,114\sqrt{169,46} - 0,13\sqrt[3]{169,46} = 0,94.$$

Сопротивление дуги составит  $R_d = 35,24 \text{ мОм}$ .

$$r_d = \sqrt{\frac{0,4^2}{3 \cdot 1,37^2 \cdot 0,94^2} - 128,77^2 - 90,66} = 35,24 \text{ мОм}.$$

Минимальное значение тока однофазного КЗ (с учетом дуги) на шинах ЩСН будет равно:

$$I_{n0,d}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{((2 \cdot 90,66 + 35,24)^2 + 143,94 + 35,24)^2 + (2 \cdot 128,77 + 133,18)^2}} = 1,19 \text{ кА.}$$

Вывод по разделу: результаты вычислений токов короткого замыкания (ТКЗ) на подстанции 35 кВ «Победит–1,2» подчеркивают важность тщательного анализа для безопасной эксплуатации электротехнического оборудования.

Установленные значения токов КЗ на главных шинах 35 кВ и 6 кВ составляют 5,284 кА и 6,838 кА соответственно, что служит основой для проверки оборудования на термическую и электродинамическую устойчивость. Расчеты ударного тока, согласно ГОСТ Р 52735–2007, акцентируют необходимость учета воздействий при коротком замыкании, что важно для проектирования защиты электрических сетей. В заключение, расчёт ТКЗ является ключевым в проектировании трансформаторных подстанций.

Максимальные токи КЗ и их ударные значения обеспечивают надежную защиту и устойчивость к аварийным режимам. Для эффективного выбора и эксплуатации оборудования необходимо учитывать не только значения токов КЗ, но и факторы, такие как сопротивления цепи и параметры электрооборудования.

Тщательные расчёты помогают минимизировать риски повреждений и обеспечивать безопасность, улучшая схемы защиты и повышая надежность электрических сетей.

## 4 Выбор и проверка основного оборудования

Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ» оборудование подстанции 35 кВ «Победит–1,2» было отобрано с учетом его работы в обычных условиях и способности справляться с длительными аварийными перегрузками. Выбранные устройства прошли тестирование на устойчивость к воздействию токов короткого замыкания [2,10,14].

### 4.1 Выбор и проверка выключателей

Опираясь на данные подстанции и данные нагрузок отходящих линий, а также на вычисленные токи 3–фазного и однофазного КЗ, проведём выбор и проверку оборудования подстанции, в частности выключателей РУ ПС 35/6 кВ «Победит–1,2».

ВВ носят характер основного оборудования, которое служит для защиты и переключения в РУ ОРУ. Они являются единственным типом устройств на подстанции, способным отключать сеть при наличии нагрузки, а также могут разъединять сеть

ВВ это оборудование с помощью которого можно отключить сеть под нагрузкой или разъединить линию в случае возникновения аварийных ситуаций, таких как КЗ.

Выбор ВВ проводим по следующим характеристикам:

По  $U_{ном.}$ :

$$U_{ном} \geq U_{сети ном.}$$

По  $I_{ном.}$ :

$$I_{ном} \geq I_{раб.сети макс.}$$

По  $I_{ном.откл.}$ :

$$I_{откл} \geq I_{кз}^{(3)}.$$

Проверку ВВ производим по характеристикам:

– Проверка отключающей способности по скорости восстанавливающегося напряжения:

Согласно справочнику по проектированию подстанций 35–500 кВ, проверка требуется только для воздушных выключателей.

– Проверка относительного содержания апериодической составляющей тока к.з:

– Проверка амплитудного значения ударного тока при включении на к.з.:

$$\begin{aligned} i_{вкл} &\geq i_{уд}, \\ i_{уд} &= \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)} \cdot k_{уд}, \\ k_{уд} &= 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}. \end{aligned}$$

Проверка на термостойкость;

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k,$$

где  $B_k$  – тепловой импульс;

$I_{терм}$  – предельный ток термостойкости;

$t_{терм}$  –протекания тока термостойкости.

$$B_k = I_{кз}^{(3)2} \cdot \left[ t_{откл.} + T_a \cdot \left( 1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{откл.}}{T_a}} \right) \right];$$

$$t_{откл} = t_{з.осн} + t_{п.в.},$$

где  $t_{з.осн}$  – время отработки основной защиты;

$t_{п.в.}$  – общее время отработки выключателя.

Согласно справочнику по проектированию подстанций 35–500 кВ, проверка требуется только на ПС с током к.з. выше  $0,7 \cdot I_{\text{ном.о.}}$ .

#### 4.1.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

К основному оборудованию по объекту ПС 35/6 кВ «Победит–1,2» к установке принимается блок выключателей вакуумных типа SMART-35 с номинальным током 1250 А и током отключения 20 кА.

Рассмотрим для примера выбор и проверку вводного выключателя В-35 1Т:

– по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.с}} = 35 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ном.выкл}} = 35 \text{ кВ},$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}.$$

– по номинальному току:

$$I_{\text{раб.сети}}^{\text{макс } T-1} = 195,1 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.в.}} = 1250 \text{ А},$$

$$1250 \text{ А} \geq 195,1 \text{ А}.$$

– по номинальному току отключения:

$$20 \text{ кА} \geq 5,284 \text{ кА}.$$

– проверка относительного содержания апериодической составляющей тока к.з.

Согласно справочнику по проектированию подстанций 35-500 кВ, проверка требуется только на ПС с током к.з. выше:  $0,7 \cdot I_{\text{ном.о.}}$ .

$$0,7 \cdot 20 = 14 \text{ кА},$$

$$14 \text{ кА} \geq 5,284 \text{ кА.}$$

Проверка относительного содержания апериодической составляющей тока к.з не требуется.

- проверка амплитудного значения ударного тока при включении на к.з.:

$$i_{\text{вкл.}} = \sqrt{2} \cdot 1,8187 \cdot 5,284 = 13,55 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{вкл.}} = 51 \text{ кА,}$$

$$51 \geq 13,55 \text{ кА.}$$

- проверка по термической стойкости:

Для вакуумного выключателя полное время отключения составляет 0,08 с. Время срабатывания основной защиты – 0,1 с.

$$t_{\text{откл.}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с,}$$

$$B_{\text{к}} = 5284^2 \cdot \left[ 0,18 + 0,05 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,18}{0,05}} \right) \right] = 6,421 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

$$\text{Т.К. } t_{\text{откл}} \leq t_{\text{терм.норм}}$$

$$B_{\text{доп.выкл}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

$$B_{\text{доп.выкл}} = 20^2 \cdot 0,18 = 72 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с,}$$

$$72 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \geq 6,421 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Предварительно принятый выключатель В–35 1Т с номинальным током 1250 А и током отключения 20 кА удовлетворяет условиям выбора и проверки выключателей. Принятые выключатели отличаются от выключателей других типов надежностью и экологичностью.

Выбор и проверка остальных выключателей 35 кВ выполняется аналогичным образом. Значения сведены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

| Место<br>установки<br>выключателя | Расчетные данные  |                   |             |                    |                         | Каталожные данные |                 |                   |                   |                           |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|--------------------|-------------------------|-------------------|-----------------|-------------------|-------------------|---------------------------|
|                                   | $U_{н.с.}$<br>,кВ | $I_{мах.р.}$<br>А | $I_k$<br>кА | $I_{уд.к.}$<br>,кА | $B_k$ ,<br>$10^6 A^2 c$ | $U_{н.в.}$<br>,кВ | $I_{ном.}$<br>А | $I_{н.о.}$<br>,кА | $I_{в.н.}$<br>,кА | $I^2 t$ ,<br>$10^6 A^2 c$ |
| ОРУ 35 кВ                         |                   |                   |             |                    |                         |                   |                 |                   |                   |                           |
| В-35 1Т                           | 35                | 195,1             | 5,284       | 13,55              | 6,421                   | 35                | 1250            | 20                | 51                | 72                        |
| В-35 2Т                           | 35                | 195,1             | 5,284       | 13,55              | 6,421                   | 35                | 1250            | 20                | 51                | 72                        |

Важно учитывать климатические условия и особенности эксплуатации, так как они могут существенно влиять на надежность работы выключателей.

#### 4.1.2 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Выключатели установлены комплектно в ячейках ЗРУ 6 кВ. К установке принимаются вакуумные выключатели 6 кВ с номинальным током 2000 А и током отключения 20 кА. Рассмотрим для примера выбор и проверку вводного выключателя В 1Т:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.с} = 6кВ,$$

$$U_{ном.выкл} = 6кВ,$$

$$6кВ \geq 6кВ.$$

- по номинальному току: максимальный рабочий ток В 1Т будет соответствовать максимальному рабочему току обмотки НН силового трансформатора мощностью 10 МВА:

$$I_{раб.сетимакс} = 1146 А,$$

$$I_{ном.в.} = 2000 А,$$

$$2000 А \geq 1146 А.$$

- по номинальному току отключения:

$$20 \text{ кА} \geq 6,838 \text{ кА}.$$

- проверка относительного содержания аperiodической составляющей тока к.з. Согласно справочнику по проектированию подстанций 35–500 кВ, проверка требуется только на ПС с током к.з. выше:  $0,7 \cdot I_{\text{ном.о.}}$ .

$$0,7 \cdot 20 = 14 \text{ кА},$$

$$14 \text{ кА} \geq 6,838 \text{ кА}.$$

Проверка относительного содержания аperiodической составляющей тока к.з не требуется.

- проверка амплитудного значения ударного тока при включении на к.з.:

$$i_{\text{вкл.}} = \sqrt{2} \cdot 1,8187 \cdot 6,838 = 17,54 \text{ кА},$$

$$i_{\text{вкл.}} = 51 \text{ кА},$$

$$51 \geq 17,54 \text{ кА}.$$

- проверка по термической стойкости:

$$t_{\text{откл.}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

$$B_{\text{к}} = 6838^2 \cdot \left[ 0,15 + 0,05 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,15}{0,05}} \right) \right] = 9,346 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

$$\text{Т.К. } t_{\text{откл}} \leq t_{\text{терм.норм}}$$

$$B_{\text{доп.выкл}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

$$B_{\text{доп.выкл}} = 20^2 \cdot 0,15 = 60 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$60 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \geq 9,346 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Принятый вводной выключатель В 1Т номинальным током 2000 А и током отключения 20кА удовлетворяет условиям выбора и проверки выключателей.

Выбор и проверка остальных выключателей выполняется аналогичным образом. Значения сведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

| Место<br>установки<br>выключателя         | Расчетные данные  |                   |             |                    |                         | Каталожные данные |                 |                   |                   |                       |
|-------------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|--------------------|-------------------------|-------------------|-----------------|-------------------|-------------------|-----------------------|
|                                           | $U_{н.с.}$<br>,кВ | $I_{мах.р.}$<br>А | $I_k$<br>кА | $I_{уд.к.}$<br>,кА | $B_{к.}$<br>$10^6 A^2c$ | $U_{н.в.}$<br>,кВ | $I_{ном.}$<br>А | $I_{н.о.}$<br>,кА | $I_{в.н.}$<br>,кА | $I^2t$<br>$10^6 A^2c$ |
| ЗРУ 6 кВ                                  |                   |                   |             |                    |                         |                   |                 |                   |                   |                       |
| В 1Т                                      | 35                | 1146              | 6,838       | 17,54              | 9,346                   | 6                 | 2000            | 20                | 51                | 60                    |
| В 2Т                                      | 35                | 1146              | 6,838       | 17,54              | 9,346                   | 6                 | 2000            | 20                | 51                | 60                    |
| СВ                                        | 6                 | 1146              | 6,838       | 17,54              | 9,346                   | 6                 | 2000            | 20                | 51                | 60                    |
| В 1БСК, 2БСК, ОЛ-<br>1,2,3,4,5,6,7,8,9,10 | 6                 | 1146              | 6,838       | 17,54              | 9,346                   | 6                 | 2000            | 20                | 51                | 60                    |

При проектировании и установке выключателей в комплексных распределительных устройствах (ЗРУ) 6 кВ, важно учитывать все расчетные данные, касающиеся характеристик силового оборудования. Установка выключателя в различных местах, таких как в 1Т и В 2Т, требует внимательного анализа параметров: напряжения, токовой нагрузки и ктры. Эти данные позволяют определить надежность работы оборудования и его устойчивость к токам короткого замыкания.

#### 4.2 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по  $U_{ном.}$ :

$$U_{ном} \geq U_{сети ном.}$$

- по  $I_{ном.}$ :

$$I_{ном} \geq I_{раб.сети макс.}$$

- по конструктиву;
- по типу монтажа оборудования.

Проверку разъединителей проводим по следующим характеристикам:

- по электродинамической стойкости;
- максимальный пик тока динамической устойчивости:

$$i_{ПР.СКВ.} \geq i_{уд.}$$

- начальное действующее значение периодической составляющей тока динамической стойкости:

$$I_{ПР.СКВ.} \geq I_{КЗ.}$$

- по термической стойкости;

$$I_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_K,$$

где  $B_K$  – теплоимпульс;

$I_{терм}$  – предельный ток;

$t_{терм}$  – длительность протекания тока термической стойкости.

$$B_K = I_{КЗ}^{(3)^2} \cdot \left[ t_{откл.} + T_a \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot t_{откл.}}{T_a}} \right) \right],$$

$$t_{откл.} = t_{з.осн} + t_{п.в.},$$

где  $t_{з.осн}$  – время срабатывания основной защиты;

$t_{п.в.}$  – полное время срабатывания выключателя.

Рассмотрим для примера выбор и проверку разъединителя ТР–35 1Т. Предварительно принимаем разъединители горизонтально-поворотного типа номинальным напряжением 35 кВ, номинальным током 1000 А и током термической стойкости 20 кА.

– по  $U_{ном.}$ :

$$U_{ном.с} = 35кВ,$$

$$U_{ном.разъед} = 35кВ,$$

$$35кВ \geq 35кВ.$$

– по  $I_{ном.}$ :

$$I_{раб.сетимакс\ T-1} = 195,1\ A,$$

$$I_{ном.разъед.} = 1000\ A,$$

$$1000\ A \geq 195,1\ A.$$

– по наибольшему пику тока динамической стойкости:

$$50\ кА \geq 13,55\ кА.$$

– по начальному действующему значению периодической составляющей тока динамической стойкости:

$$20\ кА \geq 5,284\ кА.$$

– проверка по термической стойкости: Полное время отключения составит.

$$t_{откл.} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с},$$

$$B_k = 5284^2 \cdot \left[ 0,18 + 0,05 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,18}{0,05}} \right) \right] = 6,421 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

$$\text{Т.К. } t_{откл} \leq t_{терм.норм.}$$

$$B_{доп.выкл} = I_{терм}^2 \cdot t_{откл},$$

$$B_{доп.выкл} = 20^2 \cdot 0,18 = 72 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$

$$72 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \geq 6,421 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно принятый разъединитель ТР-35 1Т соответствует требованиям безопасности и эксплуатационных характеристик, что делает его востребованным в различных отраслях.

Таблица 9 содержит ключевые параметры, такие как номинальная токовая нагрузка, максимальное напряжение, устойчивость к коротким замыканиям и другие электромеханические характеристики. При выборе разъединителей на 35 кВ, важно учитывать не только технические характеристики, но и условия эксплуатации.

Таблица 9 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

| Место<br>установки<br>разъединителя                                                 | Расчетные данные  |                   |             |                    |                                            | Каталожные данные |                 |                   |                   |                                              |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|--------------------|--------------------------------------------|-------------------|-----------------|-------------------|-------------------|----------------------------------------------|
|                                                                                     | $U_{н.с.}$<br>,кВ | $I_{мах.р.}$<br>А | $I_k$<br>кА | $I_{уд.к.}$<br>,кА | $B_k$<br>$10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{н.в.}$<br>,кВ | $I_{ном.}$<br>А | $I_{н.о.}$<br>,кА | $I_{в.н.}$<br>,кА | $I^2 t$<br>$10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$ |
| ОРУ 35 кВ                                                                           |                   |                   |             |                    |                                            |                   |                 |                   |                   |                                              |
| ЛР-35 Победит 1,<br>ЛР-35 Победит 2,<br>СР-35-1, СР-35-2,<br>ТР-35 1Т, ТР-35,<br>2Т | 35                | 195,1             | 5,284       | 13,55              | 6,421                                      | 35                | 1000            | 20                | 51                | 72                                           |

При выборе разъединителей 35 кВ необходимо учитывать не только каталожные данные, но и реальные условия эксплуатации. Например, важным фактором является температура окружающей среды и уровень влажности, которые могут влиять на рабочие характеристики оборудования.

### 4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

- по  $U_{ном.}$ :

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}.$$

- по  $I_{ном.}$ :

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч.}$$

- по классу точности;
- по конструктиву.

Проверка производится по следующим характеристикам:

- стойкость при протекающих через трансформатор ТКЗ;
- пик тока динамической стойкости:

$$i_{пр.скв.} \geq i_{уд.}$$

- на термостойкость:

$$I^2_{терм.} \cdot t_{терм.} \geq B_k.$$

- по нагрузке вторичных цепей:

$$S^2_{ном.} \geq S^2_{расч.}$$

Класс точности трансформаторов тока (ТТ) 10Р обеспечивает необходимую надежность и точность в защитных схемах электрических установок. Это значимый аспект, поскольку любые отклонения в величинах тока могут привести к неправильной работе защитных устройств. В данном случае важно не только выбрать правильный трансформатор, но и обеспечить соответствие его характеристик требованиям, предъявляемым к защите цепей.

Представленные в таблице 10 результаты расчета и выбора ТТ дают полное представление о применяемых устройствах и их вторичных нагрузках. Эти данные, тщательно проанализированные в главе, посвященной релейной защите и автоматики (РЗА), подчеркивают значимость правильного выбора параметров, таких как коэффициент трансформации и номинальный ток. Неправильный выбор этих характеристик может привести к неэффективной работе защитных устройств и, как следствие, к серьезным аварийным ситуациям.

Таблица 10 – Результаты выбора ТТ

| Место установки ТТ                | Расчетные данные |                  |            |                  |                      | Каталожные данные оборудования |                |                 |                 |                        |                      |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------|------------------|----------------------|--------------------------------|----------------|-----------------|-----------------|------------------------|----------------------|
|                                   | $U_{н.с.}$ , кВ  | $I_{маx.р.}$ , А | $I_k$ , кА | $I_{уд.к.}$ , кА | $B_k$ , $10^6 A^2 c$ | $U_n$ , кВ                     | $I_{ном.}$ , А | $I_{тер.}$ , кА | $i_{дин.}$ , кА | $I^2 t$ , $10^6 A^2 c$ | Класс точности       |
| В 1Т, 2Т                          | 35               | 195,1            | 5,284      | 13,55            | 6,421                | 35                             | 150-200-300    | 20              | 51              | 72                     | 10Р/10Р/0,5          |
| В 1Т, 2Т, СВ, 1УКРМ               | 6                | 1146             | 6,8<br>38  | 17,5<br>4        | 9,34<br>6            | 10                             | 200<br>0/5     | 40              | 10<br>0         | 24<br>0                | 0,5S/0,5/<br>10Р/10Р |
| В 2УКРМ, ОЛ-1,2,3,4,5,6,7,8,9, 10 | 6                | 1146             | 6,8<br>38  | 17,5<br>4        | 9,34<br>6            | 10                             | 200<br>0/5     | 40              | 10<br>0         | 24<br>0                | 0,5S/0,5/<br>10Р/10Р |

Необходимость точного выбора трансформаторов тока (ТТ) обусловлена их критической ролью в системе релейной защиты и автоматики. Для обеспечения надежности работы электроустановок важно учитывать не только технические характеристики, но и особенности эксплуатации, такие как условия окружающей среды и предполагаемые нагрузки.

#### **4.4 Выбор и проверка ОПН**

##### **4.4.1 Выбор и проверка ОПН 6 кВ**

Предварительно принимаем для установки в цепи 6 кВ ОПН–6/7,2–10/650(II)УХЛ1. Проведем выбор и проверку данного ОПН.

Отбор ограничителей перенапряжений проводят в соответствии с «Методическими рекомендациями по использованию нелинейных ограничителей перенапряжений в электрических сетях напряжением 6–35 кВ».

В распределительных сетях с изолированной нейтралью при однофазном замыкании на землю максимальное допустимое напряжение ограничителя перенапряжений (ОПН) выбирается на основе рабочего напряжения оборудования 7,2 кВ.

Номинальный разрядный ток ОПН равен 10 кА. Остаточное напряжение при токе координации 5 кА должно быть не более 27 кВ; расчетное значение составляет 23,5 кВ, что соответствует требованиям.

Уровень коммутационных перенапряжений (УКП) определяется остаточным напряжением, которое не должно превышать 32 кВ для изоляции 6 кВ. Установлено  $U_{остк} = 17,4$  кВ для защиты оборудования. Амплитуда тока импульса для ОПН должна составлять 270 А, что требует высокой энергоемкости.

Ток срабатывания взрывопредохранительного устройства должен превышать трехфазный кратковременный ток КЗ на 10%; при величине 6,838 кА, он должен составлять более 7,52 кА, что соответствует норме. Длина пути

утечки внешней изоляции должна быть не менее 200 мм, что обеспечивается. ОПН-6/7,2–10/650(II)УХЛ1 удовлетворяет всем требованиям по эксплуатации.

#### **4.4.2 Выбор и проверка ОПН 35 кВ**

Предварительно принимаем для установки в цепи 35 кВ ОПН–РК–35/42.0–10–760 УХЛ1. Проведем выбор и проверку данного ОПН.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по использованию нелинейных ограничителей перенапряжений», выбор ОПН проведен следующим образом:

Для сетей 35 кВ максимальное рабочее напряжение 42 кВ определяет уровень защиты ОПН от перенапряжений. Номинальный разрядный ток ОПН составляет 10 кА. Уровень оставшегося напряжения не должен превышать 130 кВ при импульсах 8/20 мкс с амплитудой 5000 А; фактическое оставшееся напряжение на ОПН равно 120 кВ. Коммутационные перенапряжения не должны превышать 75 кВ, расчетное значение составляет 102,2 кВ. Пиковое значение импульса тока при прямоугольной волне должно быть не менее 250 А, в данном случае оно составляет 760 А. Ток активации ОПН должен превышать 5,81 кА. Длина утечки внешней изоляции для ОПН составляет 123,5 см, что превышает минимальное требование в 75 см. Таким образом, выбранный ОПН–РК–35/42.0–10–760 УХЛ1 соответствует установленным эксплуатационным требованиям.

Вывод по разделу: в процессе выбора и проверки оборудования подстанции соблюдаются строгие стандарты и нормы проектирования, что обеспечивает надежность и безопасность электрических сетей. Внимание уделяется каждому элементу, включая переключающие устройства, трансформаторы тока и напряжения, а также устройства защиты, такие как ограничения перенапряжения (ОПН). Ограничители перенапряжения защищают электроустановку от атмосферных перенапряжений и повышают устойчивость и бесперебойность работы подстанции. Выбранные измерительные преобразователи тока и напряжения соответствуют современным нормам проектирования и обеспечивают качественные и точные

измерения и подключения устройств релейной защиты и автоматики подстанции. Принятые к установке трансформаторы тока и напряжения могут быть использованы и для построения системы коммерческого учета электроэнергии. Что является актуальным для подстанции такого уровня напряжения.

Исследования и проверки высоковольтных выключателей, разъединителей и трансформаторов подтверждают их соответствие всем требованиям, что является ключевым для эффективной работы подстанции. Успешный этап выбора и проверки оборудования закладывает надежный фундамент для безопасного энергоснабжения. Будущее электрических сетей зависит от тщательной проверки и модернизации, необходимых для обеспечения устойчивости и готовности к новым вызовам в энергетической сфере.

## **5 Релейная защита и автоматика подстанции**

Проектом предусматривается релейная защита стороны 6 кВ, а также силовых трансформаторов 1Т и 2Т на микропроцессорной базе, производства ООО «НТЦ «Механотроника» (г. Санкт–Петербург).

Комплекс РЗА представляет собой систему, обеспечивающую надежную защиту и контроль за работой энергетического оборудования. Он включает в себя несколько ключевых элементов, отвечающих за безопасность и эффективность эксплуатации трансформаторов и распределительных устройств.

В структуру комплекса входят:

- Защита и автоматика трансформаторов 1Т и 2Т, что обеспечивает их безопасность в случае возникновения аварийных ситуаций;
- Автоматика управления выключателем 35 кВ, позволяющая быстро реагировать на изменения в электрических параметрах сети;
- Защита и автоматика для высоковольтных (ВВ) трансформаторов 6 кВ, что критично для обеспечения надежности работы оборудования;
- Защита и автоматика для отходящих присоединений 6 кВ, направленная на предотвращение аварий в сетях распределения;
- Защита секций шин 6 кВ, предотвращающая повреждения в распределительных системах;
- Контроль цепей напряжения трансформаторных подстанций, что позволяет оперативно выявлять отклонения и аномалии.

Эта комплексная система обеспечивает надежную и безопасную эксплуатацию электросети, минимизируя риски аварийных ситуаций. Схема релейной защиты подстанции приведена в графической части ВКР лист 5.

Для защиты трансформаторов 1Т и 2Т устанавливаются шкафы №2Р и №3Р, согласно планам ОРУ и ЗРУ. Шкафы ШЗТ–МТ–077–152 содержат терминалы основной и резервной защиты БМРЗ–153–2–П–УЗТ–01, реле контроля изоляции и блоки питания БПК-5. Основная защита выполняет

газовую и дифференциальную защиту, а также максимальную токовую защиту на стороне ВН трансформатора. Резервная защита включает газовую защиту, максимальную токовую защиту с пуском по напряжению и автоматику охлаждения.

АУВ 35 кВ обеспечивает автоматическое восстановление электроснабжения после сбоев. Блок управления реклоузером 35 кВ использует современные технологии для быстрого реагирования и интеграции в существующие системы автоматизации, обеспечивая надежность и экономию пространства. Для защиты вводов 6 кВ предусмотрены микропроцессорные терминалы БМРЗ-152-2-Д-ВВ-01, обеспечивающие максимальную токовую защиту и защиту минимального напряжения. Устройство резервирования повышает надежность системы. Микропроцессорный терминал БМРЗ-152-2-Д-СВ-01 устанавливается в ячейку типа СВ для компактного размещения.

Для защиты отходящих линий реакторного напряжения 6 кВ применяются микропроцессорные устройства БМРЗ-152-2-Д-КЛ-01, обеспечивающие токовую и максимальную защиту, автоматику управления выключателем и резервирование при отказе. Для БСК 6 кВ используются терминалы БМРЗ-152-2-Д-БСК-01 с функциями максимальной токовой защиты, защиты от перегрузки, автоматического управления выключателями и блокировки команды включения при сигнале «РПО».

Для защиты от дуговых замыканий установлены устройства "ДУГА-МТ", состоящие из центрального блока ДУГА-БЦ-150-2-01, регистраторов ДУГА-О и датчиков ВОД-Л. Они фиксируют вспышки дуги, передают сигналы отключения при замыканиях.

Логическая защита шин (ЛЗШ) ускоряет действия МТЗ при КЗ на шинах. Датчики ЛЗШ подключаются последовательно, срабатывание первой ступени МТЗ регулируется по условиям селективности.

Для контроля цепей напряжения установлены терминалы БМРЗ-152-2-Д-ТН-01, выполняющие многократный контроль фазных напряжений.

Функция РАС собирает и анализирует данные о авариях, что способствует улучшению работы релейной защиты и автоматики.

### 5.1 Расчет параметров ТТ в установившемся режиме

Проверка трансформаторов тока (ТТ) на 10% погрешность основывается на сравнении допустимой вторичной нагрузки ( $Z_{2\Sigma\text{ном}}$ ) с действительной расчетной нагрузкой ( $Z_{2\Sigma}$ ) и номинальной предельной кратности ( $K_{\text{ном}}$ ) с расчетной кратностью ( $K_{\text{расч.}}$ ). Максимальная кратность рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{расч.}} = K_{\text{ап}} \cdot \frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{ном.}}}, \quad (46)$$

где  $I_{\text{max}}$  – максимальный ток через трансформатор, А;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный первичный ток ТТ, А;

$K_{\text{ап}}$  – коэффициент отстройки от апериодической составляющей.

Расчеты проводились для встроенных ТТ силовых трансформаторов типов 1Т, 2Т ТВТ-35, а также для ТТ ВВ, СВ и ячеек ОЛ ЗРУ-6 кВ. Результаты проверки подтверждают, что действительная нагрузка не превышает допустимую, что соответствует требованиям.

Напряжение  $U_{2\text{max}}$  рассчитывается по формуле:

$$U_{2\text{max}} = \frac{I_{\text{max}}}{K_{\text{ТТ}}} \cdot Z_{\text{расч.}}, \quad (47)$$

где  $K_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$Z_{\text{расч}}$  – расчётное сопротивление нагрузки, принимается равным  $Z_{2\Sigma}$ , Ом.

Допускаемое значение  $U_{2\text{доп}}$ , критически важное для работы трансформаторов ТТ, составляет 1000 В. Это значение играет ключевую роль в

обеспечении стабильности и надежности электрических систем. При превышении данного порога может произойти не только снижение эффективности работы устройств, но и их повреждение, что приведет к значительным экономическим потерям.

## **5.2 Проверка устройств РЗА по условиям термической стойкости**

Проверка термической стойкости МП устройств включает определение времени, в течение которого они могут выдерживать максимальные токи КЗ [1,4]. Ключевым является действующее значение тока КЗ и время отключения, включающее время срабатывания релейной защиты и время отключения выключателя. Допустимое время тока термической стойкости не должно превышать 1 секунды для обеспечения надежности систем. Интеграл Джоуля  $B_k$ , основанный на технических характеристиках РЗА, составляет  $B_k \approx 200^2 \cdot 1 = 40000 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$ .

## **5.3 Проверка вторичных цепей трансформаторов напряжения 6 кВ**

Проверка трансформатора напряжения (ТН) 6 кВ включает сопоставление номинальной вторичной нагрузки ( $S_{\text{ном}}$ ) с фактической расчетной нагрузкой ( $S_{\text{расч}}$ ), основанной на потреблении реле, измерительных приборов и устройств релейной защиты [9]. Оптимальная загрузка ТН составляет 25–100% от номинальной мощности в нормальном и аварийном режимах. Для аварийного режима вся мощность переводится на один ТН. Оба ТН работают в классе точности 0,5, и установка догрузочных резисторов не требуется. Проверка чувствительности автоматических выключателей включает расчет минимальных токов КЗ: однофазного для обмотки «звезда» и двухфазного для «разомкнутого треугольника».

Вывод по разделу: реализованные уставки для микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики на подстанциях обеспечивают

надежную защиту силовых трансформаторов и линий. Выбор шкафов типа ШЗТ–МТ–077–152, включает передовые компоненты, что подтверждает высокий уровень современных технологий. Интеграция терминалов основной и резервной защиты типа БМРЗТ и реле контроля изоляции цепей газовой защиты существенно повышает диагностику и реакцию на аварийные ситуации, что улучшает надежность оборудования и общую безопасность энергоснабжения. Установка устройств «ДУГА–МТ» для защиты от дуговых замыканий делает систему более устойчивой к непредвиденным обстоятельствам. Эти технологии способствуют повышению эффективности работы подстанции, что важно при растущих нагрузках на электрические сети. Меры, предпринимаемые для улучшения систем, закладывают основу для устойчивого развития энергетической инфраструктуры региона.

## **6 Система заземления и молниезащита подстанции**

Вторичное оборудование электрических станций и подстанций подвержено электромагнитным помехам, что влияет на его надежность. Основные источники нарушений — электрические процессы в первичных сетях, происходящие в нормальном режиме и при коротких замыканиях. Для обеспечения электромагнитной совместимости необходимо провести анализ электромагнитной среды и выработать меры защиты, соответствующие ГОСТ Р 51317.6.5–2006. Уровни электромагнитного воздействия не должны превышать допустимые значения.

На территории подстанции расположены здания ЗРУ–6 кВ, ОРУ 35 кВ, два силовых трансформатора и другое оборудование. Микропроцессорная аппаратура размещается в металлических шкафах и релейных отсеках. Вторичные кабели проложены в металлических каналах и лотках. Основные параметры грунта: летом — верхний слой 600 Ом/м, нижний 65 Ом/м; зимой — верхний слой 1800 Ом/м. Ток двухфазного короткого замыкания на 35 кВ составляет 13,87 кА с временем отключения 0,5 с. Молниеотводы обеспечивают защиту от импульсных помех, а низкие токи замыкания позволяют предсказать невысокие разности потенциалов.

В графической части ВКР на листе 6, проиллюстрирован молниеотвода подстанции.

В проектируемом здании ЗРУ 6 кВ будет установлена система заземления (СУП), представляющая собой стальную шину 40х4 мм, закрепленную на высоте 0,4 м от пола. Заземление шкафов, не входящих в заводскую поставку, осуществляется путем соединения с СУП, используя сварку или болтовые соединения. Заземление МПА в шкафах выполняется через гибкие соединительные проводники длиной до 25 см. Для электроустановок выше 1 кВ с изолированной нейтралью устанавливается единое заземляющее устройство, к которому подключаются оборудование ОРУ, ЗРУ, нейтраль трансформаторов и молниеотводы. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не

более 4 Ом. ЗУ подстанции реализуется в виде замкнутого контура, с горизонтальными и вертикальными электродными элементами из углеродной стали. Соединения выполняются дуговой сваркой с защитным покрытием. Для снижения напряжения прикосновения предусмотрено щебеночное покрытие. Технические решения по ЗУ представлены в графической части ВКР, лист 7.

При замыкании на землю двух различных фаз, находящихся на значительном расстоянии, происходит риск короткого замыкания. Снижение уровней напряжений и токов промышленной частоты достигается за счет системы выравнивания потенциала вне здания (заземляющее устройство) и системы уравнивания потенциалов внутри здания, а также использованием экранированных кабелей с двухсторонним заземлением экранов. Результаты расчетов, проведенных для зимнего периода, показали, что напряжения, воздействующие на изоляцию новых вторичных кабелей на промышленной частоте, не превысят 0,1 кВ, что соответствует ГОСТ Р 50571–4–44–2011, нагрев экранов новых вторичных кабелей, заземленных с обеих сторон, не превысит 50 °С, что соответствует требованиям ПУЭ п. 1.4.16, п. 1.7.126 для кабелей с ПВХ изоляцией [11].

Оборудование должно обеспечивать уровень надежности защиты не менее 0,995 в зоне типа А и 0,95 в зоне типа Б. Для защиты от молний устанавливаются молниеотводы и опоры высоковольтных линий, спроектированные для минимизации риска повреждения оборудования подстанции. Проектирование системы молниезащиты соответствует нормативам, с акцентом на расположение молниеотводов и заземление. Для оценки вероятности поражения молнией первичной станции (ПС) учитываются грозовая активность, геометрические параметры и ландшафт. Уровень грозовой активности составляет от 40 до 60 часов в год, что позволяет рассчитать количество ударов молнии. Расчетная площадь сбора зарядов составила 7147 м<sup>2</sup>, что дало количество разрядов в год равное 0,029. Уровень надежности системы составляет не менее 0,95, что предполагает вероятность прорыва не более 5%. Минимально допустимый расчетный импульс тока молнии — 100 кА.

Эмпирическая формула для вероятности разрядов показывает, что события с током 100 кА происходят раз в 700 лет, с током более 25 кА — раз в 58 лет. План молниезащиты устанавливаемого оборудования представлен на листе 6 графической части ВКР.

Вывод по разделу: обеспечение электромагнитной совместимости и надежности вторичного оборудования электрических станций и подстанций является ключевым аспектом для их устойчивой работы. Проведенный анализ электромагнитной среды, а также реализованные меры защиты, соответствующие нормативам ГОСТ, позволяют минимизировать негативное воздействие электромагнитных помех, что, в свою очередь, повышает долговечность и эффективность оборудования.

Интеграция системы заземления и молниезащиты, учитывающая географические и метеорологические условия, создает надежную защиту от возможных электромагнитных и импульсных помех. Расчеты, проведенные для различных режимов эксплуатации, демонстрируют, что принятые меры по защите от коротких замыканий и молний способны обеспечить высокую степень надежности эксплуатации оборудования.

Таким образом, выполнение всех требований и рекомендаций в проектировании систем защиты является залогом эффективной работы электрических установок. Уверенность в надежности и безопасности оборудования позволит значительно снизить риски, связанные с его эксплуатацией, и обеспечить бесперебойное энергоснабжение.

## **Заключение**

В данном отчете представлен проект главных электрических соединений для подстанции ПС «Победит 1,2» 35/6 кВ в г. Сургут, выполненный с учетом действующих нормативных требований. В процессе разработки были рассмотрены первоначальные технические и климатические параметры, необходимые для создания электрической схемы подстанции.

Анализ показал, что основными потребителями являются дачные кооперативы третьей категории надежности, получающие питание на уровне 6 кВ, без транзитных абонентов. Тем не менее надежность электроснабжения обеспечивается на высоком уровне. Также предусмотрена организация коммерческого учета электроэнергии для расчета потребителей с энергоснабжающей организацией. Определена точка балансовой принадлежности и определен уровень напряжения для расчетов. Это среднее напряжение. Условия холодного климата региона обусловили выбор специализированного оборудования, соответствующего соответствующим буквам в маркировке.

В ходе технического обоснования были подобраны надежные схемы соединений и оборудования, включая первичные схемы, трансформаторы и различные типы проводов и электрических аппаратов. На основании собранных данных выбраны устройства релейной защиты и системы заземления. Принятые к установке системы релейной защиты обеспечивают бесперебойность электроснабжения потребителей за счет своевременной регистрации и ликвидации коротких замыканий. Система заземления обеспечивает защиту оборудования самой подстанции. Таким образом, проектирование и выбор оборудования для подстанции ПС «Победит 1,2» была реализована комплексная задача, обеспечивающая надежное функционирование и соответствие современным требованиям.

## **Список используемой литературы и используемых источников**

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. Бадагуев Б.Т. Электромонтажные работы и работы по монтажу, настройке и сдаче в эксплуатацию оборудования распределительных устройств подстанций. М.: Альфа-Пресс, 2021. 288 с.
3. 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: 02.06.2024).
4. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. М.: Энергоиздат, 2019. 640 с., ил.
5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
6. 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.
7. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. СПб. Лань, 2018. 316 с.
8. 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: 19.08.2024).
9. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2019. 174 с.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2019. 324 с.

11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). М.: Альвис, 2018. 632 с.
12. Рогалев Н.Д. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова. М.: «МЭИ», 2018. – 288 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. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение. Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 328 с.
16. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.
17. 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: 22.07.2024).
18. 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: 10.06.2024).
19. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ об энергосбережении [Электронный ресурс]: URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_41502/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/) (дата обращения: 26.06.2024).
20. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».