

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска

Студент

В.Н. Пушков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## Аннотация

Выполненная работа на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска» содержит пояснительную записку и графическую часть.

Пояснительная записка состоит из 66 стр., содержит таблиц – 5, иллюстраций – 3, источников информации – 20.

В графической части работы представлено 6 листов (чертежей) формата А1.

Целью работы является разработка проекта реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска при соблюдении требований надёжности и экономичности принятых основных решений.

Для решения поставленной цели в работе произведены необходимые расчёты, в результате которых выбраны и обоснованы: схема электрических соединений электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска, количество и мощность силовых трансформаторов электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска, электрические аппараты и проводники электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска, мероприятия по минимизации потерь электроэнергии на рассматриваемой подстанции.

Разработаны мероприятия по безопасности жизнедеятельности, а по экологической безопасности при выполнении работ на подстанции 110/10 кВ г. Красноярска.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных.....	6
1.1 Техническая характеристика подстанции 110/10 кВ г. Красноярска до проведения реконструкции .....	6
1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции .....	10
2 Проектирование подстанции 110/10 кВ для питания потребителей восточной части города Красноярска .....	13
2.1 Разработка структурной и принципиальной схем ПС-110/10 кВ г. Красноярска .....	13
2.2 Расчёт электрических нагрузок на ПС-110/10 кВ г. Красноярска .....	15
2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов на ПС-110/10 кВ г. Красноярска .....	19
2.4 Выбор и проверка сечения проводников на ПС-110/10 кВ г. Красноярска .....	21
2.5 Расчёт токов короткого замыкания на ПС-110/10 кВ г. Красноярска.....	28
2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов и оборудования на подстанции 110/10 кВ г. Красноярска.....	35
2.7 Разработка мероприятий по минимизации потерь электроэнергии на подстанции.....	39
3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда .....	56
3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности проекта.....	56
3.2 Обеспечение экологической безопасности проекта.....	60
Заключение .....	62
Список используемых источников .....	65

## Введение

В современной электроэнергетике на первое место выходят технико-экономические показатели, тесно связанные с надёжностью и экономичностью электрических сетей и подстанций. Известно, что понизительные подстанции систем электроснабжения городов и населённых пунктов являются важнейшим звеном питания и распределения электроэнергии. В случае сбоев и аварий на понизительных подстанциях, а также несоответствия поставляемой электроэнергии установленным нормам качества, потребители будут нести большие экономические убытки на всех уровнях энергосистемы и секторах промышленности. По этой причине к системам электроснабжения понизительных трансформаторных подстанций предъявляются повышенные требования, которые состоят в применении современных надёжных и экономичных схемных решений с целью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей городов и населённых пунктов, а также использование новейших разработок оборудования подстанций.

В последние десятилетия в электроэнергетике появились инновационные решения в области электрических аппаратов, сетей и схем трансформаторных подстанций. Их применение позитивно сказывается на надёжности и эксплуатации оборудования подстанций, значительно повышаются технико-экономические показатели и характеристики не только самой понизительной распределительной подстанции, но и энергосистемы в целом.

Целью работы является разработка проекта реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска при соблюдении требований надёжности и экономичности принятых основных решений.

Объектом исследования в работе является система электроснабжения трансформаторной подстанции 110/10 кВ для питания потребителей восточной части города Красноярска.

Предметом исследования в работе являются схема электрических соединений системы электроснабжения трансформаторной подстанции 110/10 кВ для питания потребителей восточной части города Красноярска, а также элементы рассматриваемой системы электроснабжения указанной понизительной подстанции, а именно: схема электрических соединений, электрические сети и электрические аппараты.

Актуальность работы обусловлена требованиями нормативных документов к системам электроснабжения трансформаторных подстанций всех классов напряжения, а именно: обеспечение необходимого уровня надёжности, экономичности и электробезопасности объектов электроэнергетики, находящихся на стадии реконструкции и модернизации [1-4].

Основными задачами работы является:

- проведение анализа исходных данных, в результате чего рассматривается техническая характеристика подстанции 110/10 кВ г. Красноярска до проведения реконструкции. На основании анализа исходных данных проводится обоснование проведения реконструкции подстанции;

- разработка проекта реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска, первоначально включающая выбор схемы электрических соединений подстанции 110/10 кВ г. Красноярска. Далее, на основании результатов расчёта электрических нагрузок и токов короткого замыкания, осуществляется выбор и проверка силовых трансформаторов, проводников, электрических аппаратов и оборудования на подстанции 110/10 кВ г. Красноярска;

- систематизация и разработка мероприятий по безопасности жизнедеятельности, а по экологической безопасности при выполнении работ.

Решения поставленных основных задач в работе проводятся, исходя из нормативно – технических источников, учебной литературы и типовых проектов.

## **1 Анализ исходных данных**

### **1.1 Техническая характеристика подстанции 110/10 кВ г. Красноярска до проведения реконструкции**

Известно, что обеспечение потребителей электроэнергией установленного качества является важной задачей и требует применения значительных мощностей. Преобразование и распределение электроэнергии в системах электроснабжения осуществляется на понизительных подстанциях.

Рассматриваемая в работе трансформаторная подстанция (далее – ПС-110/10 кВ) по месту расположения в энергосистеме является узловой понизительной подстанцией. Данная ПС-110/10 кВ питает восточную часть г. Красноярска на номинальном напряжении 10 кВ (преимущественно – промышленные, бытовые и коммунальные потребительские подстанции ПС-10/0,4 кВ, а также распределительные пункты 10 кВ).

Согласно диспетчерского наименования, данной ПС-110/10 кВ присвоено абонентское наименование «ПС-110/10 кВ «Восточная».

Исходя из требуемых дополнительных мощностей в связи с развитием промышленности, а также застройки г. Красноярска и вводом новых жилых и промышленных объектов в эксплуатацию, к рассматриваемой в работе ПС-110/10 кВ «Восточная» планируется подключение дополнительной нагрузки.

Основными потребителями рассматриваемой в работе подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска являются (с учётом ввода в эксплуатацию новых потребителей):

- перевод фактической нагрузки перспективного развития г. Красноярска – 6,9 МВт;
- система водоснабжения восточной части г. Красноярска – 3,6 МВт;

- дополнительная система теплоснабжения восточной части г. Красноярска – 0,7 МВт;
- восстановление объектов промышленности г. Красноярска – 0,9 МВт;
- возрождение жилищного строительства г. Красноярска – 0,4 МВт;
- резервирование нагрузки ПС-110/10 кВ «Городская» г. Красноярска – 7,0 МВт.

Суммарная нагрузка с учетом новых потребителей и резервирования ПС-110/10 кВ «Восточная» составляет 19,5 МВт.

Питание ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска осуществляется воздушными линиями электропередачи напряжением 110 кВ двумя независимыми вводами:

- ввод 1: от ПС-500/220/35 кВ «Красноярская»;
- ввод 2: от ПС-500/220/10 кВ «Ангара».

Прежде, чем проводить анализ схемы электрических соединений понизительной подстанции 110/10 кВ «Восточная» для питания потребителей восточной части города Красноярска, необходимо рассмотреть схему указанной подстанции и её элементы.

Согласно исходных данных, рассматриваемая в работе подстанция 110/10 кВ «Восточная», предусмотренная для питания потребителей восточной части города Красноярска, является понизительной и распределительной.

В структурной и принципиальной схемах понизительной подстанции 110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска выделяются следующие основные блоки:

- распределительное устройство высшего напряжения (открытого типа) напряжением 110 кВ (далее – ОРУ-110 кВ) – используется для приёма электроэнергии напряжением 110 кВ от питающей подстанции энергосистемы и последующего её распределения на силовые понизительные трансформаторы подстанции 110/10 кВ для питания потребителей восточной части города Красноярска. Питание рассматриваемой в работе подстанции ПС-110/10 кВ г.

Красноярска осуществляется воздушной линией напряжением 110 кВ через ОРУ-110 кВ, которое принимает и распределяет напряжение от энергосистемы (два ввода). В схеме ОРУ-110 кВ применяется радиальная схема соединений с без резервирования на стороне 110 кВ на самой подстанции (резервирование осуществляется на питающих ПС энергосистемы). В схеме ОРУ-110 кВ применяется отдельный режим работы. В ОРУ применяются устаревшие электрические аппараты: высоковольтный выключатель масляного типа У-110-2000-50 ХЛ1 со встроенными трансформаторами тока, разъединители РЛНД-110. В 2012 г. была проведена замена разрядников 110 кВ типа РВС-110 на ограничители перенапряжения типа ОПН-110;

– трёхфазные силовые понизительные двухобмоточные трансформаторы с масляным охлаждением типа ТДН-10000/110, понижающим напряжение 110 кВ до 10 кВ. Так как потребители подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» преимущественно относятся к 1 и 2 категориям надёжности, согласно требований и основных норм [4], на данной подстанции предусматривается установка двух силовых трансформаторов с двумя независимыми источниками питания;

– распределительное устройство напряжением 10 кВ (далее – РУ-10 кВ), которое необходимо для распределения получаемой от силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ «Восточная» электроэнергии потребителям на напряжении 10 кВ. Конструктивно выполнено закрытым с применением устаревших ячеек типа КСО-366. В РУ-10 кВ применяется радиальная схема для питания потребителей с использованием одиночной системы сборных шин, секционированной выключателем [4]. Такая схема применяется для питания потребителей 1 и 2 категории надёжности при наличии в схеме двухобмоточных трансформаторов с нерасщеплёнными обмотками низшего напряжения. В схеме электроснабжения РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» предусмотрена отдельная работа секций сборных шин напряжением 10 кВ. Секционный



выключатель в нормальном режиме работы отключён, включаясь под действием устройства автоматического включения резерва (АВР) в том случае, если на одной из секций сборных шин 10 кВ исчезло напряжение. Для защиты и коммутации в РУ-10 кВ применяются устаревшие типы высоковольтных выключателей масляного типа ВМП-10, а также разъединители РВ-10. Для питания вторичных цепей используются измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-10 и трансформаторы тока ТПОЛ-10. Защита от внутренних перенапряжений не предусмотрена;

– потребители реконструируемой подстанции, получающие питание от шин РУ-10 кВ кабельными линиями напряжением 10 кВ. Согласно исходным проектным данным, питание потребителей (фидеров) осуществляется по радиальной схеме без ответвлений согласно требований [4] от шин напряжением 10 кВ РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная», что соответствует категории надёжности потребителей [4].

Рассмотренные элементы и основные блоки входят в исходную схему электрических соединений ПС-110/10 кВ «Восточная», приведённой на графическом листе 1.

## 1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции

Необходимость проведения реконструкции ПС-110/10 кВ «Восточная» диктуется несоответствием схемы ОРУ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» требованиям [1-4] по надёжности электроснабжения с учётом подключения новых потребителей, а также её месторасположению в энергосистеме.

Далее проводится более детальный анализ с соответствующими выводами и решениями.

В результате проведённого анализа, установлено, что ПС-110/10 кВ «Восточная» нуждается в реконструкции. В работе предлагается провести следующие мероприятия по реконструкции ПС-110/10 кВ «Восточная»:

– установлено, что в последние годы в связи с расширением производства и подключением новых потребителей, в энергосистеме г. Красноярск наблюдается тенденция к подключению новых потребителей в связи с развитием экономики и расширением производства, а также введения в эксплуатацию новых производственных потенциалов, а также бытовой и коммунальной нагрузки. В частности, в связи с вводом в эксплуатацию новых потребителей, к ПС-110/10 кВ «Восточная» необходимо подключить дополнительную нагрузку, изначально не предусмотренную проектными условиями. В виду этого факта, необходимо проверить мощность силовых трансформаторов на данной понизительной подстанции, а также марки и сечения проводников и типономиналы электрических аппаратов;

– так как ПС-110/10 кВ «Восточная» относится к узловой подстанции, в схеме ОРУ-110 кВ необходимо применение радиальная схема соединений с резервированием неавтоматической ремонтной перемычкой (схема «4Н»), состоящей из жёсткого токопровода с двумя разъединителями, которые в нормальном режиме отключены, благодаря чему в схеме ОРУ-110 кВ будет значительно повышена надёжность, необходимая для своевременного и

качественного обеспечения питанием потребителей 1 и 2 категории надёжности при выводе в ремонт элементов ОРУ-110 кВ. Кроме того, неавтоматическая ремонтная перемычка используется также для транзитных перетоков мощности между другими подстанциями энергосистемы, что делает схему ПС-110/10 кВ «Восточная» более гибкой;

– в виду того, что ячейки ЗРУ-10 кВ типа КСО-366 с масляными выключателями являются морально и технически устаревшими, изношенными (выработали свой ресурс), необходимо их заменить на современные типы комплектных ячеек типа КРУ КУ-10С с современными выключателями, что значительно повысит надёжность, гибкость и экономичность схемы РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная»;

– установлено, что на понизительной трансформаторной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска в распределительных устройствах высшего (110 кВ) и низшего (10 кВ) номинальных напряжений есть устаревшие типы и марки электрических аппаратов и оборудования, в частности, выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и др. Следовательно, при выборе указанного оборудования в работе необходимо выбрать новые современные типы для установки их в соответствующих распределительных устройствах ПС-110/10 кВ «Восточная». Замена их на инновационные современные марки оборудования значительно повысит надёжность схемы, уменьшит затраты на обслуживание и ремонт, сократит межремонтный период до минимума, позволит повысить показатели энергоэффективности как самой понизительной подстанции, так и потребителей, которые получают от неё питание.

Схема электрических соединений понизительной трансформаторной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, полученная в результате проведения реконструкции при устранении указанных выше недостатков, будет соответствовать всем требованиям и нормам [1-4].

Выводы по разделу 1:

В результате работы над разделом 1, проведён анализ исходных данных, в результате чего рассматривается техническая характеристика подстанции 110/10 кВ г. Красноярска до проведения реконструкции.

На основании анализа исходных данных, в данной работе было проведено обоснование проведения реконструкции подстанции 110/10 кВ г. Красноярска, являющейся объектом исследования.

Указанные в работе мероприятия по реконструкции и модернизации повысят надёжность системы электроснабжения понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная», оптимизируют показатели энергосистемы, режим её работы, а также потребительских подстанций и приёмников, получающих питание от ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска.

Данные мероприятия подтверждаются соответствующими расчётами и проверками в работе далее.

## **2 Проектирование подстанции 110/10 кВ для питания потребителей восточной части города Красноярска**

### **2.1 Разработка структурной и принципиальной схем ПС-110/10 кВ г. Красноярска**

На основании исходной однолинейной электрической схемы, а также исходных технических данных потребителей подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, далее в работе осуществляется необходимые разработки и проектирование реконструированной системы электроснабжения подстанции в связи с её реконструкцией.

Потребители, получающие питание от «Восточная» г. Красноярска, относятся к I, II и III категориям по надежности электроснабжения.

Это, согласно [4], предъявляет к системе электроснабжения следующие требования:

- электроснабжение осуществляется от двух независимых взаимно резервируемых источников питания;
- питания потребителей должно проводиться от двухтрансформаторной подстанции;
- перерыв в электроснабжении потребителей при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

В схемах электроснабжения трансформаторных подстанций всех типов и классов напряжения также должны быть учтены следующие требования согласно [1-4], а именно в том, что выбранные схемы должны обеспечивать установленное нормируемое качество электрической энергии в пределах нормальных допустимых значений.

Учитывая приведённые требования нормативных документов к схемам трансформаторных подстанций, а также результаты проведённого анализа по обоснованию реконструкции подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, в работе предусматриваются применение следующих мероприятий по реконструкции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска:

- подключение новых потребителей ПС-110/10 кВ «Восточная» на ячейки РУ-10 кВ с последующей проверкой мощности силовых трансформаторов на данной понизительной подстанции, а также сечений проводников и типономиналов электрических аппаратов;

- замена ячеек ЗРУ-10 кВ типа КСО-366 с масляными выключателями на современные типы комплектных ячеек (шкафов) типа К-63 УЗ в количестве 26 шт., в том числе 18 ячеек для питания отходящих линий. Всё указанное оборудование проверяется расчётами в работе далее;

- применение в схеме ОРУ-110 кВ радиальной схемы соединений с резервированием неавтоматической ремонтной перемычкой (схема «4Н»), состоящей из жёсткого токопровода с двумя разъединителями, которые в нормальном режиме отключены. В ОРУ 110 кВ предусмотрено применение новейших разработок элегазовых выключателей, современных типов разъединителей, трансформаторов напряжения и тока, а также ограничителей перенапряжения. Всё указанное оборудование проверяется расчётами в работе далее.

Указанные мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений, а также оборудования распределительных устройств ВН и НН понизительной трансформаторной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, повысят надёжность системы электроснабжения понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная», оптимизируют показатели энергосистемы и потребителей, снизят потери электроэнергии и напряжения в системе электроснабжения потребителей и понизительной подстанции в целом,

уменьшат затраты на ремонт и обслуживание, что позволит повысить энергоэффективность на данной подстанции.

При этом целесообразность приведённых мероприятий по реконструкции понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск подтверждается соответствующими расчётами и проверками, проведёнными в работе далее.

Однолинейная схема понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск, полученная в результате внедрения указанных выше основных мероприятий по реконструкции, показана на графическом листе 2 работы.

План расположения оборудования на рассматриваемой реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск представлен в графической части работы на листе 3.

## **2.2 Расчёт электрических нагрузок на ПС-110/10 кВ г. Красноярск**

Расчёт нагрузок подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск лежит в основе выбора всего оборудования данной понизительной подстанции, поэтому к методике и правильности расчёта предъявляются повышенные требования [8].

Расчёт нагрузок подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск проводится по следующим формулам согласно методике расчёта, приведённой в [8] с использованием коэффициентов [4]:

$$P_{np} = P_{уст.}, \quad (1)$$

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{номр}, \quad (2)$$

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}, \quad (3)$$

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (4)$$

где  $P_{np}$ ,  $Q_{np}$ ,  $S_{np}$  – значения расчётных активной, реактивной и полной нагрузки присоединений потребителей, соответственно, кВт, квар, кВА;  
 $U_n$  – номинальное напряжение сети, кВ.

Расчёт электрических нагрузок присоединений потребителей на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска проводится на примере первого присоединения секции сборных шин напряжением 10 кВ данной подстанции по условиям (1) – (4)

$$P_{np} = 1400 \text{ кВт.}$$

$$Q_{np} = 1400 \cdot 0,54 = 756 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{1400^2 + 756^2} = 1591,1 \text{ кВА.}$$

$$I_{np} = \frac{1591,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,0 \text{ А.}$$

Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок остальных присоединений потребителей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска с учётом подключения нагрузки новых потребителей на ячейки «резерв» второй секции сборных шин (таблица 1).



Таблица 1 – Результаты расчёта электрических нагрузок присоединений потребителей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска с учётом подключения новых потребителей

Номер присоединений	$P_{np}$ , кВт	$Q_{np}$ , квар	$S_{np}$ , кВА	$I_{np}$ , А
I СШ 10 кВ Т1				
1	1400	756	1591,1	92,0
2	1300	702	1477,4	85,4
3	1500	810	1145,5	66,2
4	1200	648	1363,8	78,8
5	1300	702	1477,4	85,4
6	800	432	909,2	52,6
7	750	405	852,4	49,3
8	900	486	1022,8	59,1
9	1200	648	1363,8	78,8
II СШ 10 кВ Т1				
10	1400	756	1591,1	92,0
11	1300	702	1477,4	85,4
12	1500	810	1145,5	66,2
13	1200	648	1363,8	78,8
14	1300	702	1477,4	85,4
15	800	432	909,2	52,6
16	750	405	852,4	49,3
17	900	486	1022,8	59,1
18	1200	648	1363,8	78,8
Всего по ПС	20700	11178	23525,3	1359,8

Учитывая полученные результаты расчёта электрических нагрузок присоединений потребителей рассматриваемой понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, в работе также проведён расчёт

суммарной нагрузки всей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска.

Значение расчётной активной нагрузки всей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска определяется с учётом коэффициента одновременности максимума нагрузок так:

$$P_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (5)$$

где  $K_0$  – значение коэффициента одновременности максимумов нагрузки на шинах 10 кВ в РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска.

По условию (5)

$$P_{ПС} = 0,95 \cdot 20700 = 19665 \text{ кВт.}$$

Значение расчётной реактивной нагрузки всей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска

$$Q_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np} \quad (6)$$

По условию (6)

$$Q_{ПС} = 0,95 \cdot 11178 = 10619,1 \text{ квар.}$$

Значение расчётной полной нагрузки всей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}. \quad (7)$$

По условию (7)

$$S_{ПС} = \sqrt{19665^2 + 10619,1^2} = 22349,0 \text{ кВА}.$$

Результаты, полученные при расчёте электрических нагрузок как присоединений, так и всей реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, используются в работе далее при выборе и проверке силовых трансформаторов подстанции, а также проводников и электрических аппаратов распределительных устройств подстанции, а также потребителей.

### **2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов на ПС-110/10 кВ г. Красноярска**

Так как подавляющее большинство потребителей реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска относится к I и II категориям надёжности, следовательно, на указанной подстанции необходима и обязательна двух силовых трансформаторов, которые будут получать питания от двух независимых источников [4].

Мощность каждого трансформатора реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска определяется из соотношения:

$$S_{ном.т} = 0,7 \cdot S_{расч.}, \text{ МВА}. \quad (8)$$

где  $S_{расч}$  – полная расчетная нагрузка реконструируемой понизительной

ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск, МВА.

По условию выбора (8)

$$S_{ном.т} = 0,7 \cdot 22,349 = 15,6 \text{ МВА.}$$

Принимаются к установке на реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск силовые трансформаторы номинальной мощностью 16 МВА типа ТДН-16000/110.

Проверка выбранных трансформаторов реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск по коэффициенту загрузки в нормальном режиме

$$K_n = \frac{0,5S_p}{S_{ном.т}} \leq 0,7. \quad (9)$$

Для трансформатора на реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск по (9)

$$K_n = \frac{0,5 \cdot 22,349}{16} = 0,69 < 0,7.$$

Проверка выбранных трансформаторов реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск по коэффициенту загрузки в аварийном режиме

$$K_{ав} = \frac{S_p}{S_{ном.т}} \leq 1,4. \quad (10)$$

Для трансформатора на реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска по (10)

$$K_{ав} = \frac{22,349}{16} = 1,39 < 1,4.$$

Выбранные силовые трансформаторы удовлетворяет условиям проверок как в нормальном, так и в послеаварийном режимах работы, следовательно, обеспечат питание потребителей установленной 1 и 2 категории надёжности.

Окончательно принимается к установке на реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска силовые трансформаторы типа ТДН - 16000/110 напряжением 110/10 кВ, которые больше по мощности ранее установленных силовых трансформаторов на подстанции (до реконструкции были установлены два трансформатора ТДН - 10000/110).

Замена выбранного типа силовых трансформаторов в перспективе на более мощные не предвидится.

#### **2.4 Выбор и проверка сечения проводников на ПС-110/10 кВ г. Красноярска**

Для выбора сечения проводников реконструируемой понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, необходимо рассчитать их рабочий ток нормального режима работы по следующему условию

$$I_{p.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (11)$$

Значение максимального расчётного тока линии с учётом подключения дополнительной нагрузки (резервирования) в схеме ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, где есть потребители 1 категории надёжности (с учётом двух источников питания)

$$I_{p.\max} = 1,4I_p. \quad (12)$$

Проверка выбранного сечения линии в послеаварийном режиме работы системы [1]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\max}, \quad (13)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – предельно – допустимое справочное значение тока выбранного проводника линии [4];

$I_{p.\max}$  – максимальный расчётный ток линии.

Выбор сечений проводников напряжением выше 1 кВ (питающей воздушной линии напряжением 110 кВ и отходящих к потребителям распределительных кабельных линий напряжением 10 кВ) ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска в работе осуществляется непосредственно по экономической плотности тока:

$$F_9 = \frac{I_p.}{j_9}, \quad (14)$$

где  $j_9$  – нормированное значение экономической плотности тока, для заданных условий работы, а также в зависимости от типа и марки проводника (кабель или воздушная линия), А/мм<sup>2</sup>.

Число часов использования максимальной перетекания мощности по ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска составит 5500 ч, тогда экономическая плотность тока согласно [4] равна  $j_э = 1,1 \text{ А/мм}^2$ .

В работе проводится выбор сечения провода питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска по приведенным выше условиям выбора и проверки (11) и (14)

$$I_n = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 84 \text{ А.}$$

$$F_э = \frac{84}{1,1} = 76,4 \text{ мм}^2.$$

Принимается для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска ближайшее стандартное сечение провода линии, равное  $F_{ст} = 70 \text{ мм}^2$ .

Учитывая прохождения питающей ВЛ-110 кВ по границе территории города Красноярска, а также основываясь на полученных результатах расчёта и методике выбора, для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, выбирается из [14] провод ВЛ марки АС-70/11 с предельным значением допустимого тока  $I_{дон} = 265 \text{ А}$ .

Так как подключённая нагрузка относится к 1 и 2 категории надёжности, максимальный расчётный ток воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска с учётом подключения дополнительной нагрузки (резервирования) будет равен

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot 84 = 117,6 \text{ А.}$$

Проверка выбранного сечения питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска в послеаварийном режиме работы системы электроснабжения выполняется [1]:

$$265 A \geq 117,6 A.$$

Проверка выбранного сечения питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска по условию коронирующего разряда и механической прочности для климатической зоны по гололёду для г. Красноярска также выполняется [4]:

$$70 \text{ мм}^2 = 70 \text{ мм}^2.$$

Далее выбранное сечение ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска необходимо дополнительно проверить по условию допустимой потери напряжения.

Известно, что потери напряжения в линиях питающей сети определяется так:

$$\Delta U = \frac{PR_{л} + QX_{л}}{U_{н}^2} \cdot 100, \% \quad (15)$$

Проверка по потере напряжения проводится для питающей воздушной линии напряжением 110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска с проводом марки АС-70/11

$$\Delta U_{110} = \frac{6613,1 \cdot (0,447 \cdot 6) + 2706,18 \cdot (0,4 \cdot 6)}{110^2} \cdot 100 = 1,12 \%$$



Потери напряжения в питающей ВЛ-110 кВ нормальном режиме меньше, чем 5 %, значит, допустимы.

Исходя из полученных результатов расчёта, в работе для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска окончательно принимается сталеалюминиевый провод стандартной марки АС-70/11 с предельным допустимым током  $I_{дон} = 265$  А.

В работе для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска используются следующие типы железобетонных опор, устанавливаемых непосредственно на трассе линии с учётом климатической зоны по гололёду:

– промежуточные опоры ПБ110-1. Данный тип опор служит для непосредственной поддержки проводов воздушной линии электропередачи 110 кВ, механическую нагрузку всей линии они не несут. Данные опоры имеют как штыревые, так и подвесные изоляторы (гирлянды). В работе применяются одноцепные промежуточные опоры. Опоры изготавливают из железобетонных блоков с применением металлических конструкций;

– анкерные угловые опоры УБ110-1. Данный тип опор рассчитан для поддержания механической нагрузки всей линии электропередачи 110 кВ и являются основными опорными конструкциями на линии. Данные опоры имеют только подвесные изоляторы (гирлянды). В работе применяются одноцепные анкерные угловые опоры. Этот тип опор изготавливают из железобетонных блоков с применением металлических конструкций.

Узлы монтажа приведённых выше опор питающей ВЛ-110 кВ приведены на графическом листе 6 работы.

Защита питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ от прямых ударов молнии осуществляется подвеской одного грозозащитного троса - провода АЖС 70 - 39 по всей длине ВЛ.

Сечение данного грозозащитного троса удовлетворяет условиям термической устойчивости.

Далее проводится выбор силовых кабелей для питания потребителей ПС-110/10 кВ от шин РУ-10 кВ указанной понизительной подстанции.

Расчётные токи потребителей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска рассчитаны в работе ранее (таблица 1).

Сечения питающих кабельных линий 10 кВ осуществляется по экономической плотности тока по условию, аналогичному выбору сечения питающей ВЛ-110 кВ.

Расчёты и выбор с последующей проверкой кабельных линий напряжением 10 кВ проводится на примере первого присоединения секции сборных шин РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска

$$F_{\text{э}} = \frac{92}{1,4} = 65,7 \text{ мм}^2.$$

Принимается для кабельной линии, питающей потребители первого присоединения секции сборных шин РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, силовые кабели марки АСБ-6(3х70) с предельным допустимым током  $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$ , прокладка – в земляной траншее.

Максимальный расчётный ток кабельной линии, которая питает потребители первого присоединения секции сборных шин РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска

$$I_{\text{р.макс}} = 1,4 \cdot 92 = 128,8 \text{ А}.$$

Условие проверки по допустимому току выполняется

$$165 A \geq 128,8 A.$$

Исходя из полученных результатов расчёта с последующим выполнением соответствующих проверок, установлено, что выбранные в работе силовые кабели марки АСБ-10 (3x185) обеспечат надёжное, экономичное и бесперебойное питание потребителей первого присоединения секции сборных шин РУ-10 кВ реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск.

Остальные кабели 10 кВ для питания остальных присоединений реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск выбраны аналогично (таблица 2).

Таблица 2 – Результаты выбора кабельных линий 10 кВ присоединений потребителей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск с учётом подключения новых потребителей

Номер присоединений	$I_{пр}$ , А	$F_{э}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	Марка кабеля	$I_{дон}$ , А
I СШ 10 кВ Т1					
1	92,0	65,7	70	АСБ-10(3x70)	165
2	85,4	61,0	70	АСБ-10(3x70)	165
3	66,2	47,3	50	АСБ-10(3x50)	140
4	78,8	56,3	50	АСБ-10(3x50)	140
5	85,4	61,0	70	АСБ-10(3x70)	165
6	52,6	37,6	35	АСБ-10(3x35)	115
7	49,3	35,2	35	АСБ-10(3x35)	115
8	59,1	42,2	35	АСБ-10(3x35)	115
9	78,8	56,3	50	АСБ-10(3x50)	140
II СШ 10 кВ Т1					
10	92,0	65,7	70	АСБ-10(3x70)	165
11	85,4	61,0	70	АСБ-10(3x70)	165
12	66,2	47,3	50	АСБ-10(3x50)	140

Продолжение таблицы 2

Номер присоединений	$I_{пр}$ , А	$F_{э}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	Марка кабеля	$I_{доп}$ , А
13	78,8	56,3	50	АСБ-10(3х50)	140
14	85,4	61,0	70	АСБ-10(3х70)	165
15	52,6	37,6	35	АСБ-10(3х35)	115
16	49,3	35,2	35	АСБ-10(3х35)	115
17	59,1	42,2	35	АСБ-10(3х35)	115
18	78,8	56,3	50	АСБ-10(3х50)	140

### 2.5 Расчёт токов короткого замыкания на ПС-110/10 кВ г. Красноярска

Составляется расчётная схема для расчёта токов КЗ, на которой указываются основные элементы цепи КЗ (рисунок 1).

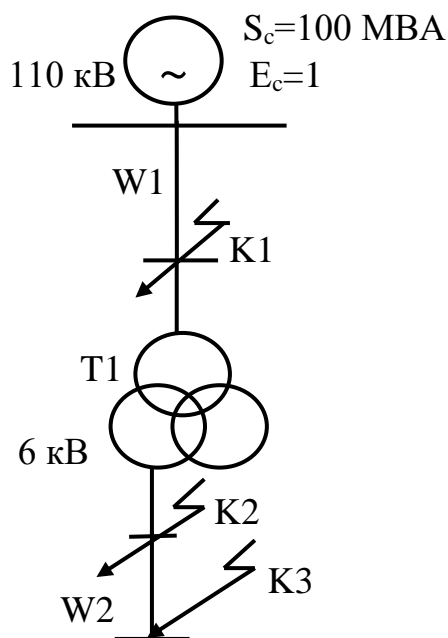


Рисунок 1 – Расчетная схема для определения токов КЗ

Выбираются расчетные точки короткого замыкания К1 на стороне высшего напряжения подстанции и К2, К3 на стороне низшего напряжения. На схеме замещения указываются сопротивления всех элементов и точки для расчётов токов КЗ.

Схема замещения (из расчётной схемы), представлена на рисунке 2.

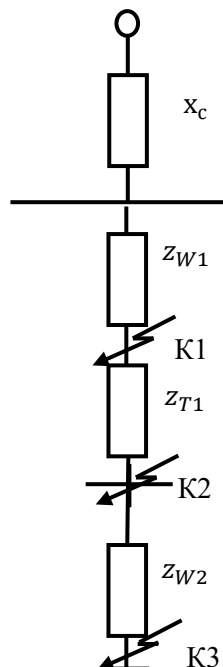


Рисунок 2 – Схема замещения участка цепи для определения токов КЗ

Места расположения точек КЗ выбираются так, чтобы электрооборудования, которое проверяется, в момент КЗ находилось в наиболее неблагоприятных условиях.

Итак, точки КЗ располагаются на шинах 110 (точка К1) и 10 кВ (точки К2 и К3).

Исходя из базисных условий, проводится расчёт базисного тока на стороне высшего и низшего напряжения понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска:

$$I_B = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_B}. \quad (16)$$

$$I_{Б.ВН} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,51 \text{ кА.}$$

$$I_{Б.НН} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Индуктивное сопротивление для принятых базисных условий по кривым [16] можно принять равным  $x_c = 0,05$ .

Индуктивное сопротивление питающей воздушной линии W1 ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск:

$$X_{W1} = \frac{1}{n} \cdot X_{уд.W1} \cdot L_{W1} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_B^2}. \quad (17)$$

где  $X_{W1}$ -удельное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

$L$ -длина линии, 6 км.

$$X_{W1} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,02 \text{ о.е.}$$

Активное сопротивление питающей линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск:

$$R_{W1} = \frac{1}{n} \cdot R_{уд.W1} \cdot L_{W1} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_B^2}. \quad (18)$$

где  $R_{уд.W1}$  – удельное активное сопротивление воздушной линии [1].

$$R_{W1} = \frac{1}{2} \cdot 0,46 \cdot 6 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,02 \text{ о.е.}$$

Расчёт проводится при значении номинального напряжения сети, равного на стороне ВН  $U_{\text{ВНОМ}} = 115$  кВ.

Находится индуктивное сопротивление обмоток силового трансформатора на ПС-110/10 кВ г. Красноярска при условии приведении обмотки НН к напряжению ВН (т.е. к базисным условиям)

$$X_{T1} = n \cdot \frac{U_{\text{К.З.}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Н.Т}}} \quad (19)$$

где  $n$  – количество обмоток трансформатора при приведении обмотки НН к напряжению ВН, шт.

$$X_{T1} = 2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,84 \text{ о.е.}$$

Индуктивное сопротивление кабельной линии W2 ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска по (17):

$$X_{W2} = 0,09 \cdot 0,15 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,01 \text{ о.е.}$$

Определяется активное сопротивление кабельной линии W2 ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска по (18):

$$R_{W2} = 0,62 \cdot 0,15 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,08 \text{ о.е.}$$

Проводится расчет токов КЗ в расчётной точке К1.

Полное сопротивление цепи короткого замыкания до точки К1

$$Z_{\Sigma k1} = \sqrt{(X_c + X_{w1})^2 + R_{w1}^2}. \quad (20)$$
$$Z_{\Sigma k1} = \sqrt{(0,05 + 0,02)^2 + 0,02^2} = 0,073 \text{ o.e.}$$

Расчёт токов КЗ при трёхфазном коротком замыкании в расчётных точках

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{E_c}{Z_{\Sigma k}} \cdot I_{\sigma}. \quad (21)$$

Рассчитывается значение трёхфазного максимального тока КЗ в расчётной точке схемы К1

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{1}{0,073} \cdot 0,51 \approx 7 \text{ кА.}$$

Определяется полное сопротивление и ток трёхфазного КЗ в расчётной точке схемы К2

$$Z_{\Sigma k2} = \sqrt{(X_c + X_{w1} + X_T)^2 + R_{w1}^2}. \quad (22)$$
$$Z_{\Sigma k2} = \sqrt{(0,05 + 0,02 + 0,84)^2 + 0,02^2} = 0,91 \text{ o.e.}$$
$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{1}{0,91} \cdot 5,5 \approx 6 \text{ кА.}$$

Определяется полное сопротивление и ток КЗ в расчётной точке схемы точке К3



$$Z_{\Sigma k3} = \sqrt{(X_c + X_{w1} + X_T + X_{w2})^2 + (R_{w1} + R_{w2})^2}. \quad (23)$$

$$Z_{\Sigma k3} = \sqrt{(0,05 + 0,02 + 0,84 + 0,01)^2 + (0,02 + 0,08)^2} = 0,973 \text{ о.е.}$$

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{1}{0,973} \cdot 5,5 = 5,7 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока трёхфазного КЗ:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (24)$$

где  $K_{y\delta}$  – значение ударного коэффициента в максимальном режиме работы электрической сети (принимается по справочным данным) [7].

Определяется значение ударного тока трёхфазного КЗ в расчётной точке схемы К1

$$I_{y\delta, \kappa 1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 7 = 15,8 \text{ кА.}$$

Аналогично определяется значение ударного тока трёхфазного КЗ в расчётной точке схемы К2

$$I_{y\delta, \kappa 2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 6 = 11,8 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока трёхфазного КЗ в расчётной точке схемы К3

$$I_{y\delta, \kappa 3} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 5,7 = 11,3 \text{ кА.}$$

Расчет токов двухфазного короткого замыкания в системе электроснабжения реконструируемой ПС-110/10 кВ г. Красноярск осуществляется по выражению

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (25)$$

Значение тока двухфазного КЗ в расчётной точке схемы К1 на ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7 \approx 6 \text{ кА}.$$

Значение тока двухфазного КЗ в расчётной точке схемы К2 на ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6 = 5,2 \text{ кА}.$$

Значение тока двухфазного КЗ в расчётной точке схемы К3 на ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск

$$I_{\kappa 3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,7 = 4,9 \text{ кА}.$$

Полученные результаты расчётов токов трёхфазного и двухфазного КЗ, а также ударных токов в расчётных точках схемы ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск К1-К3, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчётов токов трёхфазного и двухфазного КЗ, а также ударных токов в расчётных точках схемы ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска

Точка КЗ	U <sub>Б</sub> , кВ	I <sub>Б</sub> , кА	Z <sub>Σ</sub>	K <sub>уд</sub>	I <sup>(3)</sup> кА	I <sup>(2)</sup> кА	I <sub>уд</sub> , кА
К1	115	0,51	0,073	1,6	7,0	6,0	15,8
К2	10,5	5,5	0,910	1,4	6,0	5,2	11,8
К3	10,5	5,5	0,973	1,4	5,7	4,9	11,3

Результаты расчётов токов КЗ используются далее при выборе и проверке электрических аппаратов в системе электроснабжения реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска.

## **2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов и оборудования на подстанции 110/10 кВ г. Красноярска**

Для защиты и коммутации присоединений напряжением 110 кВ и 10 кВ ПС-110/10 кВ г. Красноярска применяются высоковольтные выключатели, установленные в РУ-110 кВ и РУ-10 кВ на ПС-110/10 кВ г. Красноярска.

Для обеспечения безопасности проводимых работ с целью создания видимого разрыва в ОРУ-110 кВ ПС-110/10 кВ г. Красноярска применяются разъединители, а в РУ-10 кВ – втычные контакты ячеек типа КРУН (комплектные распределительные устройства наружной установки).

Для обеспечения питания вторичных цепей в схеме 110 кВ и 10 кВ используются трансформаторы тока и напряжения.

Для защиты от атмосферных перенапряжений вследствие удара молнии, а также от внутренних перенапряжений, в схеме ПС-110/10 кВ г. Красноярска применяются ограничители перенапряжения.

Выбор аппаратов высокого напряжения в общем виде производится по напряжению и рабочему максимальному току [6-8]:

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (26)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n. \quad (27)$$

Выбранные аппараты высокого напряжения подлежат следующим проверкам по условиям отключения токов КЗ, а также на термическую и динамическую стойкость по условиям [18]:

$$I_{nt} \leq I_{откл}. \quad (28)$$

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.n} (1 + \beta_n), \quad (29)$$

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (30)$$

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (31)$$

$$B_k \leq I_T^2 t_T; \quad (32)$$

$$B_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a), \quad (33)$$

Предварительно выбирается выключатель для установки в ОРУ 110 кВ ПС-110/10 кВ г. Красноярска элегазовый выключатель типа LTB-145D1/B с приводом BLK-222 [8]

$$U_{ном} = 145 \text{ кВ} = U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А} > I_{расч} = 117,6 \text{ А.}$$

$$I_{откл} = 20 \text{ кА} > I_{к1} = 7 \text{ кА.}$$

$$i_{нр.скв} = 52 \text{ кА} > i_{ук1} = 15,7 \text{ кА.}$$

$$I_t^2 t = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{с} > I_k^2 (t_{откл} + T_a) = 7^2 \cdot 0,1 = 4,9 \text{ кА}^2 \text{с.}$$

$$\sqrt{2} \cdot 20(1 + 0,25) = 35 > \sqrt{2} \cdot 15,71 \cdot (1 + e^{\frac{-(0,05 + 0,1)}{0,007}}) = 24,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Окончательно выбирается выключатель марки элегазовый выключатель типа LTB-145D1/B с приводом BLK-222 для установки в ОРУ-110 кВ ПС-110/10 кВ г. Красноярска.

Распределительное устройство 10 кВ ПС-110/10 кВ г. Красноярска (РУ-10 кВ), от которого получают питание потребители напряжением 10 кВ, представляет собой комплектное распределительное устройство внутренней установки.

В виду этого, в РУ-10 кВ не устанавливаются разъединители, которые заменяются втычными контактами, что является существенным преимуществом данного типа ячеек.

«При напряжении 10 кВ в настоящее время наибольшее распространение получили комплектные распределительные устройства (КРУ) с вакуумными выключателями, благодаря следующим их достоинствам» [15]:

- высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения;
- резкое снижение эксплуатационных расходов;
- повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам вследствие малой массы и компактной конструкции аппарата;
- произвольное рабочее положение и малые габариты, что позволяет создавать различные компоновки распределительных устройств (РУ);
- бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные малыми выделениями энергии в дуге.

Выбор высоковольтных выключателей вакуумного типа для непосредственной установки в ячейках РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ г. Красноярска приведён в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор высоковольтных выключателей для установки в ячейках РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ г. Красноярск

Условия	Параметры электрической сети	Каталожные данные выключателя ВВ/TEL-10-20/3600 (630)-У2-48
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс}=3368$ А (вводной) $I_{раб.макс}=2821$ А (секционный) $I_{раб.макс}=364,2$ А (отходящие линии)	$I_n = 3600$ А (вводной) $I_n = 3600$ А (секционный) $I_n = 630$ А (отходящие линии)
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=11,8$ кА	$i_{пр.с} = 80$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k=6^2 \cdot 0,1= 3,6$ кА <sup>2</sup> с	$I_T^2 t_T = 4000$ кА <sup>2</sup> с
$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 6,0$ кА	$I_{откн} = 20$ кА

На напряжение 110 кВ выбраны разъединители наружной установки типа SGF123n-100+1E с механической блокировкой с заземлителями типа ЗОН-110М-ИИУ1 с ПРН-11У1 в однополюсном исполнении (таблица 5).

Таблица 5 – Результаты выбора разъединителей в ОРУ 110 кВ ПС-110/10 кВ г. Красноярск

Условия	Параметры электрической сети	Каталожные данные разъединителя SGF123n-100+1E
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_n = 110$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс}=117,6$ А	$I_n = 1000$ А
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=15,7$ кА	$i_{пр.с} = 20$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k=7^2 \cdot 0,1= 4,9$ кА <sup>2</sup> с	$I_T^2 t_T = 2000$ кА <sup>2</sup> с

Для питания вторичных цепей коммутации (релейной защиты, автоматики, сигнализации, измерений) необходимо предусмотреть измерительные трансформаторы – трансформаторы тока и напряжения.

Для установки на напряжение 110 кВ принимаются трансформаторы тока марки TG-145 с коэффициентом трансформации 600/5; на стороне 10 кВ - ТЛК-

10 1500/5 и 300/5; в нейтрали силовых трансформаторов ТДН-16000/110 устанавливаются трансформаторы тока марки ТВТ-110-I 300/5.

Для установки на подстанции на напряжении 10 кВ принимается трансформатор напряжения НАМИТ-10- 66 У1 с мощностью вторичной обмотки 120 ВА в классе точности 0,5.

Для предотвращения коммутационным и других перенапряжений необходимо установить специальные устройства для ограничения и устранения вредного влияния перенапряжений на изоляцию оборудования.

В работе для защиты оборудования напряжением 110 кВ выбираются ограничители перенапряжения типа EXLIM R 072-CN-123.

Для защиты электрооборудования на стороне 10 кВ выбираются ограничители перенапряжения типа ОПН Т/TEL-10/11,5.

## **2.7 Разработка мероприятий по минимизации потерь электроэнергии на подстанции**

Проводится разработка мероприятий по минимизации потерь электроэнергии на подстанции на ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, исходя из анализа нормативных источников, а также публикаций ведущих специалистов области [1-4, 11-12,15-17].

Прежде всего, необходимо указать причины, приводящие к потерям электроэнергии.

Известен тот факт, что со времени перехода к условиям и нормам рыночной экономики на постсоветском пространстве доля потерь электроэнергии значительно выросла по сравнению с советским периодом на 10-30% [1].

Одной из наиболее существенных причин такого скачка стало несоответствие нагрузки и пропускных способностей электрических сетей ранее

заявленным техническим параметрам, ведь подавляющее большинство отечественных сетей проектировалось в советский период под совершенно другие заявленные нагрузки [9].

Кроме того, фактически не существовало такого понятие, как «экономические потери», возникающие вследствие краж и неуплаты потребителями электроэнергии [2].

Также до 1991 года «потери на собственные нужды подстанций» учитывались как «расход» и не включались в смету, а «инструментальные потери» не учитывались из-за их ничтожно малого значения. Однако реалии современной электроэнергетики, тесно связанной с экономическими аспектами, заставляют учитывать каждый фактор, в той или иной мере приводящий к потерям электроэнергии [3].

В новых экономических условиях в связи с существенным дефицитом энергетических ресурсов в РФ, потери электроэнергии стали одним из главных показателей экономической эффективности работы энергетических потребителей и отрасли в целом.

Посредством управления потерями оказывается существенное влияние на итоговый финансовый результат.

Среди объектов, где наблюдаются чрезмерные потери мощности и электроэнергии, электрические сети раньше не привлекали к себе особого внимания.

Наиболее важным требованием было обеспечение необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей. К тому же данные сети не были конструктивно приспособлены к оптимальному управлению, поскольку не имели ни средств телеинформирования о параметрах текущего режима, ни средств управления последними [4,5].



Уровень энергопотребления, а также экономное использование электроэнергии, на сегодняшний день является одним из определяющих факторов в экономике любой страны.

Это особенно актуально для стран, где имеется острый дефицит энергоносителей.

Повышенный уровень потерь электроэнергии в процессе ее транспорта и распределения обусловлен целым рядом причин.

Известно, что современные электрические сети в нашей стране характеризуются [6-8]:

- большой проектной плотностью тока, которая составляет примерно 1 А/мм<sup>2</sup> против 0,4-0,6 А/мм<sup>2</sup> в энергетически развитых странах Запада;
- высоким уровнем неоднородности, поскольку данный параметр практически не учитывался в нормах проектирования;
- низким уровнем компенсации реактивной мощности: примерно 0,3 квар/кВт установленной мощности против 0,8-1,0 квар/кВт в США и Канаде;
- недостаточно эффективным использованием трансформаторов с РПН, так как РПН в автоматическом режиме практически не применяются.

Наблюдаемый, за последние годы, рост потерь электроэнергии в сетях потребителей, связан, в первую очередь, с использованием устаревшего оборудования, не соответствующего современным нормам качества, применением в сетях резкопеременной и нестационарной нагрузки, отсутствием компенсации реактивной мощности, ошибками на стадии проектирования, катастрофически низкой загрузкой оборудования, а также недостаточной оптимизацией технологического процесса и прочими факторами, рассмотренными ниже.

В результате наблюдаются достаточно высокие потери электроэнергии в электрических сетях при ее передаче и распределении [6-8].

Причины повышения потерь электроэнергии также вызывают снижение ее качества.

На практике в электрических сетях не всегда соблюдаются нормы ГОСТ по напряжению и частоте [4,11].

В работах отечественных и зарубежных специалистов [8-15] особое внимание уделяется совершенствованию методологического и технического обеспечения для более точного учета факторов, непосредственно влияющих на потери электроэнергии в системах электроснабжения, с последующей разработкой и практическим внедрением современных методов и способов минимизации потерь электроэнергии в системах электроснабжения потребителей.

В их трудах обоснованы фундаментальные положения по созданию и применению математических моделей расчета и прогнозирования потерь электроэнергии, а также их практического использования.

После проведённого анализа литературы по тематике работы, можно выделить следующие основные факторы, которые в наибольшей мере приводят к потерям электроэнергии в современных отечественных системах электроснабжения [8-15]:

- недостаточная фактическая загрузка электрооборудования и сетей, не соответствующая нормативной проектной загрузке. Многие авторы данный фактор выделяют как наиболее важный, причём, проблема здесь не только в недогрузке оборудования (например, силовых трансформаторов), вследствие чего значительно увеличиваются потери холостого хода и реактивная составляющая;

- неконтролируемая фактическая перегрузка электрооборудования и сетей. Речь идёт также о неконтролируемом подключении нагрузки новых потребителей к электрическим сетям, вследствие чего последние выходят из

стоя. В этом случае будет значительно увеличиваться доля нагрузочных потерь в сетях, что также имеет значительный негативный эффект;

- значительное удаление потребителей электроэнергии от их источников, что влечёт значительные потери напряжения на концах сетей потребителей, нарушение оптимального технологического режима и увеличение потерь электроэнергии;

- неправильная и (или) недостаточная компенсация реактивной мощности, избыточная компенсация реактивной мощности, ошибки расчётов и проектирования;

- низкий уровень автоматизации и диспетчеризации режимов электрических сетей;

- значительные потери холостого хода в электрических сетях и электрооборудовании потребителей вследствие их крайне низкой загрузки;

- коммерческие потери, обусловленные кражами и неуплатой за потреблённую электроэнергию потребителями;

- отклонения параметров качества электроэнергии: нелинейность, нестационарность и несимметрия в случае трехфазного питания потребителей;

- ненормативные условия и большие погрешности систем учёта электроэнергии и телеизмерений;

- потери, возникающие из-за недоучёта перетоков мощности между сетями различных балансовых принадлежностей («транзитные потери»). В условиях параллельной работы энергосистем возникает необходимость передачи определенного количества электроэнергии транзитом через сети энергосистемы. При этом имеют место дополнительные потери электроэнергии, связанные с транзитными перетоками мощностей;

- климатические потери электроэнергии, к которым относятся потери на корону и потери от токов утечки по изоляторах воздушных линий электропередачи в классах напряжения 110 кВ и выше;

- игнорирование должностных инструкций, обязанностей, нормативных положений и документов, халатность в работе обслуживающего и диспетчерского персонала;
- ошибки на стадии проектирования электрических сетей;
- неравномерность технологического процесса, перекося графиков нагрузки и отклонение режима работы от оптимальных значений;
- износ электрических сетей и оборудования, моральное и техническое их старение;
- влияние топографических условий местности («топографические потери»).

Всё это напрямую влияет не только на надёжность, но и приводит к существенному повышению издержек потребителей, связанных с дополнительными расходами на потери мощности, а также более частным и интенсивным техническим обслуживанием.

Все перечисленные выше факторы напрямую влияют на величину потерь электроэнергии, снижая таким образом энергетические показания систем электроснабжения потребителей, что в конечном итоге приводит к экономическим затратам последних.

Структуру потерь электроэнергии необходимо в первую очередь рассматривать с экономической стороны. Известно, что финансовые расходы энергоснабжающих компаний состоят из стоимости покупаемой электроэнергии, затрат операционной деятельности и финансовых затрат [6–8].

К расходам операционной деятельности относят производственную себестоимость электрической энергии (себестоимость ее передачи и поставки), технологические потери электроэнергии, административные расходы и другие операционные расходы, которые не связаны непосредственно с производством электроэнергии, ее передачей и снабжением.

Известно, что в состав затрат потребителей входят расходы на оплату потерь электроэнергии, поэтому они должны быть учтены и минимизированы. Для этого их в первую очередь необходимо детально проанализировать и классифицировать.

При анализе потерь электроэнергии принято также классифицировать их по следующим двум критериям [6-9]:

- по классу напряжения и схемам электроснабжения электрической сети;
- по причинам возникновения потерь.

То есть, отчётные (фактические) потери электроэнергии  $\Delta P_{факт.}$ , согласно [6-8], можно представить в виде следующих составляющих, а именно:

1) технические потери  $\Delta P_{техн.}$  – это потери, возникающие вследствие физических процессов в электрооборудовании и сетях. Технические потери – это потери в линиях электропередачи (ЛЭП), трансформаторах, реакторах и другом электрооборудовании. На промышленных предприятиях значительную долю технических потерь составляют именно нагрузочные потери (до 80%) вследствие катастрофически низкого коэффициента загрузки оборудования и сетей;

2) коммерческие потери  $\Delta P_{ком.}$  – обусловлены различного рода хищениями электроэнергии и несвоевременной её оплатой. Коммерческие потери складываются из двух составляющих, которые отличаются по своей сути. В обоих случаях это потребленная, но не оплаченная электроэнергия. В первом случае потребленная электроэнергия зафиксирована на счетчиках и потребитель со временем может ее рассчитаться. С учетом пени за несвоевременную оплату, расходы электрической сети на эту электроэнергию могут быть компенсированы. Вторая составляющая является электроэнергией, которая была потреблена незаконно и которая не зафиксирована на приборах учёта. Это – единственная группа потерь электроэнергии, которая в реальных условиях может быть сведена к нулю вследствие своей природы;

3) потери электроэнергии в электрической сети через недоучет электроэнергии (инструментальные потери)  $\Delta P_{инстр.}$  – возникают вследствие систематических погрешностей измерительных приборов систем учёта и контроля электроэнергии (счетчиков и измерительных трансформаторов), а также их несоответствия требуемым параметрам и характеристикам. В первую очередь это касается трансформаторов тока (ТТ), которые в условиях существенно недостаточного тока первичной обмотки, работают не в своем классе точности, и вносят погрешность в измерения отпущенной электроэнергии, которая может достигать 2-3%;

4) потери на собственные нужды  $\Delta P_{с.н.}$  – учитывают потери и расход электроэнергии в электроустановках на обеспечение нормального функционирования системы собственных нужд (освещение, вентиляция, обогрев, ремонт, питание оперативных цепей и т.д.) при передаче и распределении электроэнергии потребителям на трансформаторных подстанциях, распределительных пунктах.

Известно, что в любой электрической сети отчётные (фактические) потери электроэнергии будут определяться суммой приведённых составляющих потерь [6]:

$$\Delta P_{факт} = \Delta P_{техн.} + \Delta P_{ком.} + \Delta P_{инстр.} + \Delta P_{с.н.}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \quad (34)$$

Такая классификация потерь электроэнергии является наиболее приемлемой для разработки мероприятий по нормированию и снижению потерь, позволяя учесть каждую составляющую по отдельности вследствие их различной природы.

Основной целью задачи по нормированию потерь является обеспечение ежегодной стабильной динамики снижения потерь электроэнергии в сетях потребителей [6].

В связи с тем, что электроэнергетика – отрасль отчасти монополизирована, на данный момент не существует рыночных методов регулирования и тарификации размеров и стоимости потерь, возникает необходимость установления их норм (то есть нормирование).

Утвержденный норматив технологических потерь является составляющей тарифа на электроэнергию.

Однако, для каждой перечисленной группы потерь, он формируется сугубо индивидуально.

Например, в норматив технических потерь первоначально закладываются физические процессы в данном оборудовании или сетях, приводящим к потерям в этом оборудовании (так называемые «условно – постоянные потери»), возможная недогрузка оборудования со смещением рабочего процесса в сторону недогрузки, перекосы графиков нагрузки вследствие отклонений от оптимального режима (потери холостого хода, нагрузочные потери) [6].

В норматив инструментальных потерь закладываются расчётные значения погрешностей систем измерения, а норматив расходов на собственные нужды должен включать потребляемые нагрузки систем собственных нужд подстанций и распределительных пунктов [6].

И только норматив коммерческих потерь при оперативном устранении всех несанкционированных доступов к электроэнергии, а также при своевременной её оплате потребителями и отключении должников, может быть принят равным нулю [6].

Исходя из классификации потерь электроэнергии, далее проводится анализ современных методов и мероприятия по её минимизации.

В современной электроэнергетике мероприятия по уменьшению потерь электроэнергии являются конечной целью задачи минимизации потерь электроэнергии в электрической сети как потребителей, так и энергосистемы [2,7].

Проблематика организации мероприятий по энергосбережению в сетях потребителей электроэнергии регулируется на общедофедеральном уровне.

Данный аспект отражен в законодательных актах, нормативных и нормативно-правовых актах [1,2].

При этом основная задача в отношении эффективности функционирования общедофедеральной энергосистемы лаконично сформулирована в [2]: снижение потерь электроэнергии в электрических сетях до 8 % в 2035 году.

Прежде чем внедрять те или иные мероприятия по снижению потерь, необходимо тщательно и скрупулёзно изучить их сущность, определить причины их образования, проанализировать, и структурировать полученные данные. И только после этого анализа можно четко определить и сформулировать самые необходимые и потенциально эффективные мероприятия.

При этом необходимо принять во внимание, что непосредственное определение коммерческой составляющей потерь, даже при условии учета самой её сути, практически невозможно без существенных затрат.

И наоборот, технологическая составляющая, при применении надлежащих баз данных, может быть рассчитана с достаточно высокой точностью, что может дать возможность произвести сопутствующий анализ коммерческую составляющую потерь.

Кроме того, наличие информации о текущих значениях потерь мощности в электрических сетях предоставляет возможность разрешить ряд других эксплуатационных задач.

Например, с помощью соответствующего программного обеспечения, появляется возможность фиксировать появление, и локализовать места возникновения однофазных коротких замыканий, которые являются серьезной проблемой [6–8].



В связи с необходимостью управлять значением потерь электроэнергии в электрических сетях, возникают две основные задачи, которые отличаются способами и средствами достижения конечной цели [6-9].

Первая задача – это обоснование допустимого значения потерь электроэнергии для данной сети за отчетный период. Это необходимо для того, чтобы заложить в тариф стоимость потерь, запланировать производство соответствующего количества энергии на электростанциях (подготовить мощности генерирования и запасы топлива и т.д.) для покрытия этих потерь, иметь возможность контролировать значение потерь, и посредством экономических механизмов влиять на них. В рамках решения этой задачи определяются плановые (перед отчетным периодом) и фактические (после завершения отчетного периода) значения потерь.

В данном случае учитывается, что потери зависят от ряда факторов, к которым относятся [6–8]:

- структура электрической сети (напряжение, длина линий электропередачи, сечения проводов, количество трансформаторов и их мощность, особенности топологии и др.);
- запланированное (потребленное) количество электроэнергии;
- метеорологические условия и тому подобное.

Вторая задача заключается в проведении анализа причин возникновения потерь, а также в их непосредственном расчёте с целью выработки ряда мероприятий по их снижению.

В данном случае очень важно произвести более детальный анализ и определить потери электроэнергии в каждом составляющем элементе (узле) электрической сети потребителей.

В рамках этой задачи с целью оценки фактической эффективности также необходимо определить плановые (рассчитанные перед внедрением) и

фактические (после проведения всех мероприятий) значения потерь электроэнергии [19].

Известно, что основные направления для задачи минимизации потерь электроэнергии носят организационный либо технический характер (аспект) [9,13,15].

Организационные мероприятия заключаются в сокращении расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, совершенствование учета электроэнергии, контроль над использованием источников реактивной мощности, внедрения новых программ для анализа режимов сетей и их оптимизации с использованием ЭВМ.

Технические мероприятия осуществляются введением в эксплуатацию новых компенсирующих устройств, заменой проводов на линиях электропередачи, заменой трансформаторов и автотрансформаторов, автоматизацией регулирования напряжения [10-12,15].

Из группы технических мероприятий также выделяют режимные мероприятия, например, обеспечение оптимального режима компенсаторов реактивной мощности, своевременное переключение ответвлений обмоток трансформаторов РПН, отключение трансформаторов в сетях низкого напряжения на период малых нагрузок [10].

Совместное применение организационных и технических мероприятий для решения задач минимизации потерь электроэнергии в конечном итоге приводит к значительному технико – экономическому эффекту на всех звеньях систем электроснабжения [12].

В результате проведённого анализа литературы по данному вопросу, установлено, что подавляющее большинство экспертов [8-15] предлагают разделить мероприятия по снижению потерь электроэнергии (МСП) на следующие группы: усовершенствование управления режимами сетей;

автоматизация управления режимами сетей; реконструкция и модернизация сетей; усовершенствование учета потребления электроэнергии.

При более углублённом сравнительном анализе можно отметить тот факт, что каждый автор рекомендует свои мероприятия по минимизации потерь, исходя из научного направления своей работы и разработанных авторских публикаций по данной тематике.

Так, в [9] особое внимание акцентируется на своевременном, качественном и оперативном процессе компенсации реактивной мощности, а в [12] – на уменьшении нагрузочных потерь путём повышения коэффициента загрузки оборудования до необходимого нормируемого значения, а также исключения нестационарной нагрузки оборудования как фактора, приводящего к существенным непрогнозируемым потерям в сети; в [13] – на уменьшении потерь на собственные нужды подстанций путём оптимизации и автоматизации технологического процесса, а также применения для этой цели энергосберегающих технологий; авторы [8,14] делает основной акцент на уменьшении потерь электроэнергии в измерительных комплексах и системах путём их модернизации, включая не только измерительные приборы, но и измерительные трансформаторы и системы в целом; в работе [15] показано, что основная неопределённость и погрешность расчётов и прогнозирования потерь заключается в недоучёте климатических факторов, которые, как известно, влияют на величину активных сопротивлений элементов и составляющих электрических сетей.

В [10] установлено, что основные мероприятия по минимизации технических потерь состоят в реконструкции и модернизации систем электроснабжения.

Также в последнее время активно внедряется система автоматизированной системы контроля и учета электропотребления (АСКУЭ), одной из основных задач которой является мониторинг и анализ

результативности внедряемых мероприятий, направленных на снижение потерь активной мощности в сетях [15].

При этом все перечисленные авторы делают основной акцент на необходимости значительного улучшения теоретической и методической базы для разработки более существенных мероприятий по снижению потерь.

Известно множество мероприятий по совершенствованию системы учета электроэнергии, но, тем не менее, периодически сетевые организации внедряют новые с целью реагирования на ранее, не принимаемые во внимание составляющие коммерческих потерь, а также в связи с постоянно появляющимися новыми способами хищения электроэнергии.

Главные задачи разрабатываемых и внедряемых мероприятий – реальное снижение потерь в электросетях, которые работают в нормальных технических и климатических условиях.

Если оборудование работает в условиях, отличных от нормальных, то потребителями должны приниматься все возможные меры по приведению условий работы к нормальным. При этом и потери должны установиться на уровне нормативных.

На основе анализа литературных источников, проведённого в работе ранее, проводится разработка комплекса мероприятий по минимизации потерь активной мощности в системе электроснабжения потребителей ПС-110/10 кВ «Восточная» и плана по его реализации.

Как известно, отчётные потери электроэнергии представляются в форме следующих составляющих, а именно: технические потери; коммерческие потери; инструментальные потери и потери на собственные нужды.

Также известно, что основные направления для задачи минимизации потерь электроэнергии носят организационный либо технический характер. Совместное применение организационных и технических мероприятий для решения задач минимизации потерь электроэнергии в конечном итоге приводит

к значительному технико – экономическому эффекту на всех звеньях систем электроснабжения.

Учитывая приведённые аспекты после проведенного анализа литературы, после проведения анализа системы электроснабжения с учётом рекомендованных методов и подходов, разработан комплекс мероприятий по минимизации потерь активной мощности в системе электроснабжения потребителей ПС-110/10 кВ «Восточная» с поэтапным планом его реализации (рисунок 3).



Рисунок 3 – Мероприятия по минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения потребителей ПС-110/10 кВ «Восточная»

При этом разработанный план реализации комплекса мероприятий по минимизации потерь активной мощности в системе электроснабжения потребителей ПС-110/10 кВ «Восточная» состоит из трёх этапов, которые реализуются в определённой последовательности (алгоритм реализации), приведённой ниже.

Первый этап предполагает тщательное и качественное нормирование потерь электроэнергии.

При этом такое нормирование необходимо осуществить для каждой группы потерь электроэнергии отдельно, так как они имеют различную природу и не могут быть представлены одной расчётной составляющей [5-9].

Кроме того, необходимо учесть, например, такие важные технические и экономические аспекты:

- для нормирования технических потерь – режимы работы схемы, технические параметры оборудования, степень его износа, показатели потребляемой реактивной электроэнергии и степень её компенсации, климатические факторы, коэффициенты загрузки оборудования;

- для коммерческих потерь – отсутствие краж и задолженностей по оплате за потреблённую электроэнергию;

- для инструментальных потерь – состояние систем измерений, их износ и погрешности; для потерь на собственные нужды – неучтённые расходы на собственные нужды питающих подстанций энергосистемы.

При этом норматив потерь должен быть обоснован на проектной стадии для каждой группы отдельно.

Второй этап плана предполагает внедрение комплекса организационных мероприятий по минимизации потерь электроэнергии.

К ним относятся: разработка организационной документации, направленной на поощрение работников, выполняющих предписания по снижению потерь электроэнергии, внедрение инструкций и положений по правильному ведению технологического процесса, наказание виновных и т.д.

На третьем этапе осуществляется разработка и внедрение комплекса технических мероприятий для минимизации каждой группы потерь с учётом технических характеристик, схем, режимов работы и параметров системы электроснабжения.

На ПС-110/10 кВ «Восточная», как наиболее эффективные, с точки зрения минимизации потерь электроэнергии на данный момент, приняты мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений с учётом фактических нагрузок потребителей ПС-110/10 кВ [5].

Экономическая эффективность описанных выше мероприятий по реконструкции и модернизации очевидна, поскольку они оптимизируют энергопотребление и коэффициенты загрузки оборудования, что приводит к уменьшению технических (нагрузочных) потерь электроэнергии.

Кроме того, данные мероприятия являются одним из известных способов уменьшения затрат на обслуживание и ремонт, что в свою очередь, положительно сказывается на технико-экономических показателях системы потребителей ПС-110/10 кВ «Восточная».

Выводы по разделу 2:

В результате работы над разделом 2, получены следующие основные результаты по выбору проводников и основного оборудования реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск:

– для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск, выбран провод ВЛ марки АС-70/11 с предельным значением допустимого тока  $I_{доп} = 265$  А, а для питания потребителей подстанции – силовые кабели марки АСБ-10 разных сечений;

– приняты к установке на реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск силовые трансформаторы типа ТДН - 16000/110 напряжением 110/10 кВ, которые больше по мощности ранее установленных силовых трансформаторов на подстанции (до реконструкции были установлены два трансформатора ТДН - 10000/110);

– выбраны и проверены современные электрические аппараты 110 кВ и 10 кВ на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск.

### **3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда**

#### **3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности проекта**

Известно, что на персонал подстанции 110/10 кВ при выполнении ими трудовой функции могут воздействовать следующие опасные и вредные факторы производственной среды [3]:

- высокое напряжение цепи, при замыкании которой может пройти ток через тело человека 10 кВ;
- электрическая дуга;
- подвижные части производственного оборудования;
- повышенная или пониженная температура, влажность, подвижность воздуха рабочей зоны;
- недостаточная освещённость рабочей зоны;
- пожароопасные концентрации горючих жидкостей;
- твёрдые горючие и трудно сгораемые вещества и материалы.

Рассматриваемая в работе понизительная подстанция 110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска спланирована с уклоном для обеспечения отвода ливневых вод за ее пределы. Территория подстанции 110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска ограждена забором из металлической сетки на железобетонных опорах. На подстанции 110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска предусматриваются специальные защитные меры по снижению травматизма:

1) во всех существующих цепях РУ предусматривается установка разъединителей с видимым разрывом, обеспечивающим возможность отсоединения всех аппаратов каждой цепи от сборных шин;

2) выключатели и их привода имеют хорошо видимый и надежно работающий указатель положения («Вкл.», «Откл.»);



3) привода разъединителей, доступные для посторонних, имеют приспособления для запираания их замками в отключенном и включенном положениях;

4) РУ 110 и 10 кВ ПС-110/10 кВ оборудуются стационарными заземляющими ножами;

5) сетчатые и стационарные ограждения токоведущих частей и оборудования имеют высоту над уровнем планировки для РУ 110 кВ и трансформаторов – 1,6 м, сетки имеют отверстия размером 15x15 мм, что удовлетворяет требованию размеров не менее 10x10 мм и не более 25x25 мм, имеются приспособления для запираания их на замок;

6) электропровода цепей защиты, сигнализации и освещения, проложенные под электротехническими устройствами, выполнены проводами с маслостойкой изоляцией;

7) территория подстанции ограждена внешним забором высотой 1,8 м, вспомогательные сооружения подстанции огораживаются внешним забором высотой 1,6 м;

8) на стороне 110 кВ и 10 кВ имеются блокировки между главными и заземляющими ножами разъединителя, электромеханические блокировки выключателя линии, секционного и вводного выключателей;

9) для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции вторичные обмотки трансформатора тока (ТТ), трансформатора напряжения (ТН), трансформатора собственных нужд (ТСН) заземляются;

10) оборудование, обслуживание которого связано с пребыванием человека на высоте, более 0,3 м от уровня пола, оснащено площадками, трапами или лестницами. Для безопасности обслуживающего персонала трапы и лестницы имеют с обеих сторон поручни.

При эксплуатации оборудования подстанции 110/10 кВ и ВЛ для электротехнического персонала предусматриваются следующие изолирующие защитные средства (основные и дополнительные):

- изолирующие штанги для оперативных, измерительных и других целей;
- изолирующие клещи для установки и снятия предохранителей 10 кВ;
- монтерские инструменты с изолированными рукоятками;
- указатели напряжения на 10 и 110 кВ типа УВН;
- диэлектрические резиновые коврики;
- диэлектрические боты и галоши;
- диэлектрические перчатки;
- защитные очки типа ЗНР1;
- указатель напряжения до 400 В типа УНН-1 (для проверки напряжения оперативных цепей);
- двухполюсные указатели напряжения типа ТИ-1;
- бесконтактный указатели высокого напряжения типа УВНБ-6-35;
- плакаты безопасности – 4 комплекта.

Аварийная сигнализация действует без выдержки времени при аварийном отключении любого из выключателей и при срабатывании защит трансформатора. Предупреждающая сигнализация работает с выдержкой времени при перегрузке силовых трансформаторов, обрыве цепей управления и т.д.

Сигнализация на понизительной подстанции 110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск выполняется в следующем объеме и включает в себя типы:

- 1) световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением:

- в составе АРМ диспетчера и на панелях, на которых установлены резервные ключи дистанционного управления (при наличии АСУ ТП);

- на панелях щита управления (при отсутствии АСУ ТП);

2) световая сигнализация положения аппаратов с местным управлением - в шкафах РУ соответствующих напряжений;

3) при наличии АСУ ТП:

- основная – индивидуальная световая и обобщенная звуковая – предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы в составе АСУ ТП;

- индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;

- резервная (в минимальном объеме) - центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности АРМ диспетчера;

4) при отсутствии АСУ ТП:

- индивидуально-обобщенная световая предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования и неисправностей в составе щита управления;

- индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов РЗА;

- центральная аварийно-предупредительная звуковая и световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала;

5) селективная сигнализация замыкания на землю отходящих присоединений 10кВ, а также систем пожарной сигнализации и пожаротушения.

Также в сети ПС-110/10 кВ используются защитное заземление и молниезащита объектов подстанции, необходимые для обеспечения безопасного проведения работ на ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск.

### 3.2 Обеспечение экологической безопасности проекта

При проектировании ВЛ-110 кВ, питающих ОРУ-110 кВ понизительной подстанции 110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, должны выполняться требования нормативных документов, регламентирующих уровень допусков.

С целью предупреждения ухудшения экологической обстановки и возникновения опасности для здоровья и жизни людей от указанных объектов, представляющих повышенную экологическую опасность, осуществляется комплекс взаимосвязанных мероприятий.

Надежным средством обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике должен стать механизм ее правового обеспечения, который с учетом подходов, выработанных в [16-20], включающий составляющие:

- законодательное обеспечение экологической безопасности;
- организационно-структурное обеспечение экологической безопасности;
- функционально-правовое обеспечение экологической безопасности;
- экономический механизм обеспечения такой безопасности;
- юридическая ответственность как средство обеспечения экологической безопасности.

Установлены требования к нормативам предельно допустимых выбросов, закреплено дополнительные обязанности предприятий, в том числе [20]: регулирование уровней воздействия физических факторов на состояние атмосферного воздуха (ст. 12), а также меры по предотвращению и снижению производственных шумов (ст. 21). Охрана окружающей среды при строительстве объектов энергетики осуществляется путем выполнения природоохранных мероприятий. В зависимости от вида электроустановок, принято выделять и виды техногенных воздействий, в которых присутствует экологический риск.

Так, негативным влиянием энергетики на элементы окружающей среды, а также уровень жизни и здоровья людей, являются [2,3,11]:

- выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов;
- ухудшение видимости атмосферы;
- запыленность атмосферного воздуха;
- выпадение осадков и кислотных дождей;
- влияние шума объектов энергетики на окружающую среду;
- загрязнения подземных и поверхностных вод.

Негативное влияние линий электропередач высокого напряжения (в частности, ВЛ-110 кВ понизительной подстанции 110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск) сказывается во вредном влиянии на людей электромагнитных полей линий электропередач высокого напряжения [2,3,11]. Но при условии наступления серьезных повреждений (сильное землетрясение, авария, террористический акт, военные действия) энергетические объекты наносят значительный ущерб как окружающей среде, так и здоровью людей. Итак, экологический риск от негативного влияния понизительной подстанции 110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск и линий электропередач 110 кВ на элементы окружающей среды, жизни и здоровья людей, оказывается за загрязнения атмосферного воздуха химическими веществами и физическими факторами, загрязнение водных и земельных объектов химическими веществами; загрязнения земельных участков отходами.

Указанные мероприятия по охране окружающей среды должны быть приняты к сведению и внедрены в систему электроснабжения понизительной подстанции 110/10 кВ «Восточная» г. Красноярск.

Выводы по разделу 3:

В результате работы над разделом 3, разработаны мероприятия по обеспечению техники безопасности и экологической безопасности при работе на объекте реконструкции, отвечающие основным нормативным документам.

## Заключение

В результате выполнения работы проведена реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска при соблюдении требований надёжности и экономичности принятых основных решений.

Для решения поставленной цели в работе произведены необходимые расчёты, в результате которых выбраны и обоснованы: схема электрических соединений электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска, количество и мощность силовых трансформаторов электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска, электрические аппараты и проводники электрической части подстанции 110/10 кВ г. Красноярска, а также мероприятия по минимизации потерь электроэнергии на рассматриваемой подстанции.

Разработаны мероприятия по безопасности жизнедеятельности, а также по экологической безопасности при выполнении работ на подстанции 110/10 кВ г. Красноярска.

Учитывая приведённые требования нормативных документов к схемам трансформаторных подстанций, а также результаты проведённого анализа по обоснованию реконструкции подстанции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, в работе внедрены следующие мероприятия по реконструкции ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска:

- подключение новых потребителей ПС-110/10 кВ «Восточная» на ячейки РУ-10 кВ с последующей проверкой мощности силовых трансформаторов на данной понизительной подстанции, а также сечений проводников и типоминалов электрических аппаратов;

- замена ячеек ЗРУ-10 кВ типа КСО-366 с масляными выключателями на современные типы комплектных ячеек (шкафов) типа К-63 УЗ в количестве 26 шт., в том числе 18 ячеек для питания отходящих линий;

– применение в схеме ОРУ-110 кВ радиальной схемы соединений с резервированием неавтоматической ремонтной перемычкой (схема «4Н»), состоящей из жёсткого токопровода с двумя разъединителями, которые в нормальном режиме отключены. В ОРУ 110 кВ предусмотрено применение новейших разработок элегазовых выключателей, современных типов разъединителей, трансформаторов напряжения и тока, а также ограничителей перенапряжения.

В работе получены следующие основные результаты по выбору проводников и основного оборудования реконструируемой ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска:

– учитывая прохождения питающей ВЛ-110 кВ по границе территории города Красноярска, а также основываясь на полученных результатах расчёта и методике выбора, для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска, выбран провод ВЛ марки АС-70/11 с предельным значением допустимого тока  $I_{дон} = 265$  А, а для питания потребителей указанной подстанции – силовые кабели марки АСБ-10 разных сечений;

– приняты к установке на реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска силовые трансформаторы типа ТДН - 16000/110 напряжением 110/10 кВ, которые больше по мощности ранее установленных силовых трансформаторов на подстанции (до реконструкции были установлены два трансформатора ТДН - 10000/110);

– выбраны и проверены следующие электрические аппараты на реконструируемой понизительной ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска: элегазовый выключатель типа ЛТВ-145D1/В с приводом ВЛК-222, разъединители наружной установки типа SGF123n-100+1E с механической блокировкой с заземлителями типа ЗОН-110М-ИИУ1 с ПРН-11У1 в однополюсном исполнении для установки в ОРУ-110 кВ ПС-110/10 кВ г. Красноярска в качестве основных коммутационных и защитных аппаратов;

– в РУ-10 кВ принята установка современных вакуумных выключателей ВВ/TEL-10-20/3600 (630)-У2-48 с применением новейших ячеек типа КРУ, которые исключают использование разъединителей;

– в качестве измерительных трансформаторов на реконструированной подстанции 110/10 кВ на напряжение 110 кВ приняты трансформаторы тока марки TG-145 с коэффициентом трансформации 600/5; на стороне 10 кВ - ТЛК-10 1500/5 и 300/5; в нейтрали силовых трансформаторов ТДН-16000/110 устанавливаются трансформаторы тока марки ТВТ-110-I 300/5. Для установки на подстанции на напряжении 10 кВ принят трансформатор напряжения марки НАМИТ-10- 66 У1 с мощностью вторичной обмотки 120 ВА в классе точности 0,5;

– в работе для защиты от атмосферных и коммутационных (внутренних) перенапряжений оборудования напряжением 110 кВ ПС-110/10 кВ «Восточная» г. Красноярска выбраны ограничители перенапряжения типа EXLIM R 072-CN-123. Для защиты электрооборудования на стороне 10 кВ выбраны ограничители перенапряжения типа ОПН Т/TEL-10/11,5.

Все принятые работы решения подтверждены соответствующими расчётами и проверками на основании нормативных документов.



## Список используемых источников

1. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 416 с.
2. Баранов Л.А., Захаров В.А. Светотехника и электротехнология Учебник. М.: Колос, 2018. 343 с.
3. Газалов В.С. Светотехника и электротехнология: Учебное пособие. Зерноград: ФГОУ ВПО АЧГАА, 2016. 268 с.
4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. - 343 с.
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение М.: Academia, 2018. 352 с.
7. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2016 г. 184 с.
8. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2015. 224 с.
9. 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, 2014. 608 с.
10. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.: ил.

12. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп.–М.: Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.
13. Рогалев Н.Д., Зубкова А.Г. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов. М.: МЭИ, 2018. 288 с.
14. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М. : ИЦ Академия, 2016. 448 с.
15. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. 464 с.
16. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Электроснабжение. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.
17. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.
18. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат, 2016. 576 с.
19. Фролов Ю. М., Шелякин В. П. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2018. 480 с.
20. Щербаков Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. - М.: Форум, 2016. 208 с.