

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ 2016 г.
« _____ » _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрической сети напряжением 220 кВ Республики Саха (Якутия) на участке подстанция Хандыга – подстанция Майя в связи с увеличением генерирующей мощности на Нерюнгринской ГРЭС

Исполнитель

студент группы

И. В. Адамов

подпись, дата

Руководитель

преподаватель

Ю. В. Мясоедов

подпись, дата

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

А.Н. Козлов

подпись, дата

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

«_____» _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: _____

1. выпускной квалификационной работы (проекта): _____
(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (проекта) (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (проекту) (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

Задание принял к исполнению (дата): _____

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направленность (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направленность (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Соответствие содержанию работы (проекта) заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не надлежащие отражения в работе (проекте) _____

Материалы представленные в работе (проекте), непосредственно связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы (проекта) _____

3. Недостатки работы (проекта) _____

РЕФЕРАТ

Проект: 127 с., 20 рисунков, 28 таблиц, 20 источников.

Электрическая сеть, подстанция, электрическая нагрузка, мощность, режим, высоковольтное оборудование, воздушная линия, напряжение, ток короткого замыкания, молниезащита, грозоупорность, надежность

В данном дипломном проекте рассмотрена перспектива развития электрической сети центрального энергорайона Республика Саха Якутия в связи с увеличением генерирующей мощности на Нерюнгринской ГРЭС. Проведен технико-экономический анализ вариантов, и выбор оптимального варианта электроснабжения. В ходе проектирования решены такие задачи как: выбор и проверка оборудования; проектирование ВЛ; выбор устройств релейной защиты линии; оценка надежности электроснабжения; а так же вопросы автоматики, телемеханики, и диспетчерского управления.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

ЦЭР	-	центральный энергорайон
АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЭН	-	электрические нагрузки

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Географическая и климатическая характеристика района	9
2 Характеристика источников питания	11
3 Характеристика потребителей электроэнергии	13
4 Состояние электрических сетей центрального энергорайона Якутии	14
5 Основные проблемы функционирования рассматриваемой сети	16
6 Прогнозирование нагрузки	17
7 Характеристика и анализ режимов существующей сети	22
8 Разработка и технический анализ двух вариантов реконструкции электрических сетей	29
8.1 Проверка трансформаторов	29
8.2 Разработка вариантов конфигурации электрических сетей при Реконструкции	30
9 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	33
9.1 Определение капитальных вложений в сеть	33
9.2 Расчет потерь электроэнергии	34
9.3 Определение эксплуатационных издержек	36
9.4 Затраты	37
10 Расчет токов короткого замыкания	38
10.1 Определение параметров схемы замещения	38
10.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности	43
10.3 Схема замещения, параметры схемы обратной последовательности	46
10.4 Схема замещения, параметры схемы нулевой последовательности	46
10.5 Расчет токов КЗ	47
11 Выбор высоковольтного оборудования	50
11.1 Выбор распреедустройства 220 кВ подстанции Хандыга	50
11.2 Выбор выключателей	50
11.3 Выбор разъединителей	54

11.4	Выбор трансформаторов тока	55
11.5	Выбор трансформаторов напряжения на подстанции	57
11.6	Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности	58
11.7	Выбор гибкой ошиновки на подстанции Хандыга	60
12	Оценка грозоупорности ВЛ	63
12.1	Заземление ВЛ	63
12.2	Число отключений при ударе молнии в трос в середине пролета	68
13	Молниезащита подстанций	74
13.1	Защита от прямых ударов молнии	74
13.2	Выбор ОПН	76
13.3	Защита подстанции от волн, набегающих с линии электропередачи	77
14	Оценка надежности сети после перевода на напряжение 220 кВ	79
15	Релейная защита	86
15.1	Общие принципы построения защит	86
15.2	Устройства защиты для ВЛ 220 кВ	87
15.3	Защита трансформатора	91
16	Автоматика, телемеханика и диспетчерское управления	99
	Заключение	126
	Библиографический список	127

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения – постоянно развивающаяся система. Для нее характерен непрерывный рост нагрузок, обусловленный появлением новых потребителей, увеличением степени электрификации быта, повышением требований к социально-культурному уровню жизни и другими факторами. Действующая схема сетей центрального энергорайона Республике Саха Якутия не отвечает современным требованиям и не позволяет обеспечить электроснабжение с требуемой степенью надёжности.

Функционирование электроэнергетики в Республике Саха (Якутия) в связи с большой территорией обслуживания потребителей характеризуется:

необходимостью транспортировки вырабатываемой электроэнергии на большие расстояния;

наличием в районах Крайнего Севера, на удаленных от магистральных электрических сетей районах Якутии малой электроэнергетики, где единственным источником энергоснабжения населения являются дизельные электростанции;

сезонным завозом топлива и материально-технических ресурсов по сложной транспортной схеме;

изолированностью энергорайонов;

большими расходами по содержанию электросетей, в основном выполненных в деревянном исполнении.

Техническое состояние основных производственных фондов характеризуется высоким процентом износа: в среднем он составляет более 50,5%, в том числе износ линий электропередач – 75%, тепловых сетей – 51,2%, силового и прочего оборудования – 60,5%, подстанций – 81,4%, машин и оборудования – 61,9%. На балансе энергоснабжающих организаций находится более 25000 км воздушных линий всех классов напряжений. 43% воздушных линий электропередач отработали более 25 лет и требуют полной реконструкции. Основное оборудование выработало свой парковый ресурс и требует значительных

материальных затрат на техническое перевооружение и реконструкцию. Тепловые сети общей протяженностью 708,51 км, в т.ч. 87% со сроком службы до 20 лет и 13% – свыше 20 лет.

В Якутии идет развитие сети северных районов ЦЭР, это прежде всего связано с добычей полезных ископаемых Нежданинское месторождение серебра и золота, а так же тепловой электростанции в п. Хандыга, формированием крупных опорных населенных пунктов в п. Нижний Бестях и п. Хандыга.

В связи с этим постоянно возникает необходимость изменения структур, схем и параметров системы.

Целью дипломного проектирования является повышение качества электроэнергии, а также увеличение пропускной способности сети, повышение надежности электроснабжения центрального энергорайона, разработка схемы выдачи электроэнергии в связи с масштабным техническим перевооружением ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Ниж. Куранах – Томмот - Майя, в ходе которого необходимо провести реконструкция электрической сети Майя - Хандыга – Нежданинское.

Для достижения данной цели необходимо разработать варианты реконструкции электрической сети из которых на основе технико-экономических расчетов выбирается оптимальный. В ходе проектирования решаются такие задачи как расчет токов короткого замыкания, выбор энергетического оборудования, расчет надежности электроснабжения, выбор устройств релейной защиты и молниезащиты подстанции. Также необходимо учесть вопросы автоматизации, телемеханики и диспетчерского управления.

1 Географическая и климатическая характеристика района

Республика Саха (Якутия) расположена в северо-восточной части Евразийского материка и является самым большим регионом Российской Федерации. Общая площадь континентальной и островной территории Якутии составляет 3,1 млн. кв. км. Свыше 40% территории республики находится за Полярным кругом. Протяженность Якутии в широтном направлении – 2500 км, в меридиональном – 2000 км. Расстояние от Якутска до Москвы – 8468 км, до Хабаровска – 1590 км. Республика Саха (Якутия) вместе с Приморским, Хабаровским и Камчатским краями, Амурской, Магаданской, Сахалинской областями, Еврейской автономной областью и Чукотским автономным округом входит в состав Дальневосточного федерального округа. До настоящего времени Якутия является одним из самых изолированных и труднодоступных регионов мира в транспортном отношении: 90% территории не имеет круглогодичного транспортного сообщения. В среднем на территории Якутии продолжительность отопительного сезона составляет 8–9 месяцев в году, в то же время в арктической зоне – она круглогодична. Удельный вес городского населения – 64,2%, сельского – 35,8%. Рельеф низкогорный, сильно расчлененный с абсолютными отметками 250-350 м, с отдельно возвышающимися куполообразными горными вершинами высотой 430-475 м. Грунт рассматриваемого района состоит из: насыпного грунта (щебень 40%, глыбы 20%, супесь и суглинок 40%), ила суглинистого, песка пылеватого, гравийного грунта, суглинка серого, супеси серой, глины коричневой, песчаника серого.

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Апрель и октябрь в Якутии — зимние месяцы. Максимальная амплитуда средних температур самого холодного месяца — января и самого тёплого — июля составляет 70—75 °С. По абсолютной величине минимальной температуры (в восточных горных системах — котловинах, впадинах и других понижениях до –70 °С) и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год) республика

не имеет аналогов в Северном полушарии. Абсолютный минимум температуры практически везде в республике ниже -50 градусов.

Климат относится к муссонному по характеру формирования и к континентальному - по температурным признакам. Его основные черты складываются под влиянием азиатского материка и Тихого океана. Континентальность проявляется в очень низких зимних и высоких летних температурах, т. е. в исключительно больших годовых амплитудах температуры воздуха. Зима в данном районе ясная, морозная, маловетренная с малым количеством осадков, небольшим снежным покровом, низкой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Самый холодный месяц - январь. Абсолютный минимум температуры воздуха может понижаться до минуса 45°C . Продолжительность холодного периода со средней суточной температурой ниже нуля градусов составляет 170 дней, средняя температура этого периода минус $14,8^{\circ}\text{C}$, продолжительность периода ниже 8 градусов составляет 218 дней, средняя температура этого периода минус $10,6^{\circ}\text{C}$, продолжительность периода ниже 10 градусов составляет 232 дня, средняя температура этого периода минус $9,4$ градуса. Ни один сезон не характеризуется такими большими колебаниями метеорологических элементов, особенно температуры воздуха, как зимний.

Температура гололедообразования минус 5°C по фактическим материалам наблюдений. Зона влажности вторая, нормальная.

Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль северо-западное. Ветровая нагрузка при гололеде на территории проектируемого объекта -1 район (150 г/м).

Фактически наблюдаемая максимальная скорость ветра 25 м/сек. Максимальная скорость ветра при гололеде 14 м/сек, максимальная наблюдаемая стенка гололеда $7,3$ мм.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия

№	Климатические условия	Расчетные ве-
---	-----------------------	---------------

п/п		личины
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, °С	-70
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-45
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-45
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Высшая температура воздуха, °С	41
11	Число грозочасов в год	20
12	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
13	Температура гололедообразования, °С	-5
14	Преобладающее направление ветра	СЗ
15	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
16	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
17	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

2 Характеристика источников питания

Центральный энергорайон (ЦЭР) объединяет центральный промышленный узел и группу центральных улусов, в том числе заречных, связанных с левобережьем уникальным переходом через реку Лена – линия электропередачи в габаритах 220 кВ. Основным источником электроснабжения потребителей Центрального энергорайона является Якутская ГРЭС мощностью 320 МВт. Дополнительным источником электроэнергии являются Якутская ТЭЦ мощность 12 МВт и ДЭС, общей мощностью 91 МВт. Основная электрическая сеть ЦЭР Якутской ЭС сформирована на напряжении 35-110 кВ и имеет кольцевую структуру. Сети 110 кВ образуют кольцо из двух цепей в районе г. Якутска: Якутская ГРЭС – Табага – Хатын-Урях – Якутская ГРЭС, к которым ответвлениями присоединены 8 ПС 110 кВ. С шин 110 кВ этих подстанций отходят радиальные ВЛ 110 кВ в направлениях:

Сложившаяся на сегодня схема электрических сетей 220 – 110 кВ ЦЭР Якутской ЭС не позволяет обеспечить надежное электроснабжение потреби-

лей энергорайона, так как электрические сети находятся в неудовлетворительном физическом состоянии.

Ненадежная схема выдачи мощности Якутской ГРЭС по трем двухцепным ВЛ 110 кВ на деревянных опорах. При отключении одной из ВЛ происходит отключение нагрузки потребителей ПС, подключенных ответвлениями к ВЛ.

Единственная ВЛ 110 кВ Табага – Хандыга в район Заречья также не обеспечивает надежность электроснабжение потребителей района из-за частых аварийных ситуаций и не позволяет осуществить присоединение изолированных районов Республики и новых потребителей (Нежданинский ГОК и др.) к системе централизованного электроснабжения.

В настоящее время в связи с вводом в 2014 году по двум одноцепным линиям ВЛ 220 кВ Нерюнгрнская ГРЭС - Нижний Куранах – Томмот Майя, это дает возможность перевести линии 110 кВ Майя – Хандыга на 220 кВ, что позволяет повысить не только повысить электроснабжения, но создаст площадку для дальнейшего развития сетей ЦЭР.

ПС Хандыга расположена в центральном энергорайоне высоковольтных электрических сетей. Питание осуществляется от ПС Майя 220/110/10 кВ. Хандыга является транзитной ПС. К ПС Хандыга подключена ВЛ 110 кВ на ПС Джебарики-Хая длиной 54,6 км.

РУ на 110 кВ ПС Хандыга выполнено по схеме мостик.

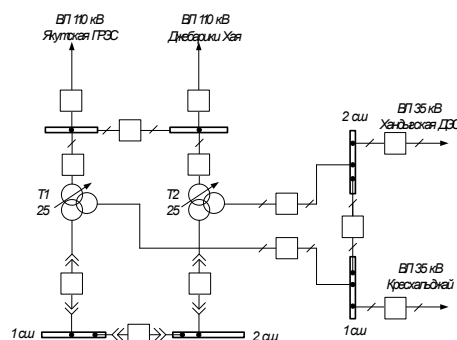


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Хандыга

3 Характеристика потребителей электроэнергии

Все потребители электроэнергии центрального энергорайона разделяются на следующие группы: потребители селитебных зон, коммунальные общегородского значения (водопровод, канализация, электрифицированный транспорт, АТС и др.) и промышленные.

Потребители электрифицированного городского транспорта питаются по электрическим сетям 10(6)-20 кВ, расчетные электрические нагрузки подстанций трамваев и троллейбусов находятся в пределах 1-2 МВт. Данные потребители, характеризующиеся специализированными понижающими трансформаторами и выпрямительными установками, оказывают существенное влияние на качество напряжения в сетях напряжением 10(6)–20 кВ.

Промышленные потребители электроэнергии – предприятия пищевой промышленности, строительных материалов, производства тканей и одежды, электроники и приборостроения, хладокомбинаты и т.п.

Все виды электроприемников по надежности их электроснабжения делятся ПУЭ на три категории. К электроприемникам I категории по ВСН 97-83 отнесены: электроприемники лечебных учреждений, от бесперебойности питания которых зависит жизнь больного, котельные первой категории, водопроводные насосные станции, канализационные станции, не имеющие аварийного выпуска, тяговые подстанции, системы централизованного электроснабжения, городские РП с суммарной нагрузкой более 10000 кВ·А и т. п.

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электроприготовлением, жилые шестиэтажные и более высокие дома с газовыми плитами, учреждения общественно-коммунального характера с числом работающих 50-2000 чел., детские и школьные учреждения, крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале 300-800, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест 100-500, городские РП и ТП с суммарной нагрузкой 400-10000 кВ·А и др.

Для приемников III категории, к которым относятся все остальные электроприемники, допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое

для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не свыше одних суток.

Доля потребителей первой и второй категории по надежности составляет 70-80% от общей нагрузки города. Частичное, а тем более полное погашение систем электроснабжения таких городов имеет серьезные социально-экономические последствия. Поэтому необходимо использовать систему электроснабжения города обеспечивающую высокую надежность.

4 Состояние электрических сетей центрального энергорайона Якутии

При проектировании развития электрической сети должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. Поэтому необходимо дать характеристику электрической сети, а именно: ее конфигурацию, схемы присоединения и схемы РУ подстанций, характеристику линий электропередачи и трансформаторов, а также перечень оборудования подстанций на которых планируется реконструкция.

На рисунке 2 представлен район расположения рассматриваемой сети.

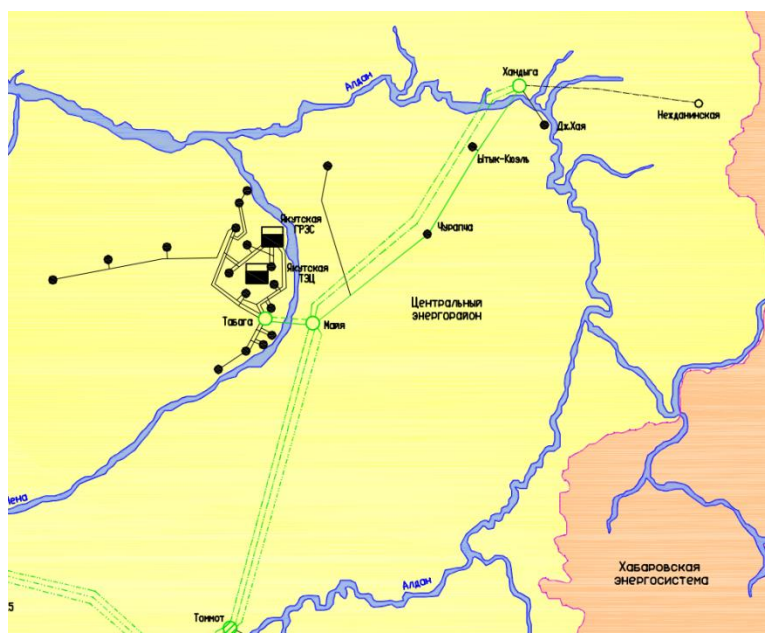


Рисунок 2 – Район расположения сети

Район расположения сети характеризуется рассредоточенностью сравнительно мощных потребителей электроэнергии на значительной территории.

По конфигурации рассматриваемая сеть относится к радиальной. Такая сеть является наиболее дешевой, но обеспечивает наименьшую надежность.

Исходя из типа конфигурации сети и возможных схем присоединения ПС в рассматриваемой сети можно выделить следующие схемы присоединения:

- тупиковые – питаемые по одной или по двум радиальным линиям. К таким подстанциям относится ПС Нежданинская, ПС Джебарики Хая;
- ответвительные – присоединяемые к одной или двум проходящим ВЛ на ответвлениях : ПС 110 кВ Хандыга;
- проходные – присоединяемые к сети путем захода одной линии с двухсторонним питанием: ПС Чурапча, ПС Ытык-Кюль.

Главные схемы электрических соединений ПС сети выполнены по типовым схемам распреустройств (РУ) . В основном можно выделить блочные и мостиковые схемы (таблица 2). Согласно поставленной задаче развития электрической сети, рассмотрены распреустройства 110 и 220кВ.

Таблица 2 – РУ рассматриваемой сети

ПС	Тип РУ
Джебарики Хая	блочная схема
Ытык-Кюэль	
Нежданинская	мостик
Хандыга	
Чурапча	
Мая	одна секционированная выключателем система шин

Характеристики ВЛ и трансформаторов приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Характеристика линий электропередачи рассматриваемого района

Наименование линии	Год ввода в эксплуатацию	U, кВ	Длина, км	Марка провода
Гоммот-Мая	2013	220	431	АС-300
Хандыга-Джебарики Хая	1979	110	54,6	АС-240
Мая-Чурапча	1956	110	128,6	АС-240
Чурапча-Ытык-Кюэль	1957	110	71,9	АС-240
Ытык-Кюэль - Хандыга	1958	110	135,9	АС-240

Таблица 4 – Данные по силовым трансформаторам

Наименование ПС	Диспетчерский номер	Тип трансформатора	Схема соединения обмоток	Группа соединения обмоток
Майя	T-1	ТДЦТН-63000/220	Yo/Yo/Δ	11
Майя	T-2	ТДЦТН-63000/220	Yo/Yo/Δ	11
Хандыга	T-1	ТДТН-25000/110	Yo/Yo/Δ	0-11
Хандыга	T-2	ТДТН-25000/110	Yo/Yo/Δ	0-11
Чурапча	T-1	ТДН-16000/110	Yo/Δ	11
Чурапча	T-2	ТДН-16000/110	Yo/Δ	11
Джебарики Хая	T-1	ТМН-6300/110	Y/Δ	11
Джебарики Хая	T-2	ТМН-6300/110	Y/Δ	11
Ытык-Кюэль	T-1	ТДН-10000/110	Yo/Δ	11
Ытык-Кюэль	T-2	ТДН-10000/110	Yo/Δ	11

В таблице указаны схемы соединения обмоток, где Yo – звезда с заземленной нулевой точкой. Значительная часть трансформаторов выработала нормативный срок эксплуатации, имеет неудовлетворительное физическое состояние.

5 Основные проблемы функционирования рассматриваемой сети

Современное состояние электроэнергетики центрального энергорайона показывает, что действующая схема сетей не отвечает современным требованиям и не позволяет обеспечить электроснабжение энергорайона с требуемой степенью надёжности.

Подключение новых потребителей (Нежданинское месторождение серебра и золота) к действующим подстанциям 110-220 кВ практически невозможно. Это обусловлено износом значительной части электрических сетей, выработанным нормативным сроком эксплуатации, сети имеют неудовлетворительное физическое состояние и требуют реконструкции, замены.

Ненадежная схема выдачи мощности Якутской ГРЭС по трем двухцепным ВЛ 110 кВ на деревянных опорах. При отключении одной из ВЛ происходит отключение нагрузки потребителей ПС, подключенных ответвлениями к ВЛ.

Для повышения надёжности схемы выдачи мощности необходимо построить двухцепную линию от ПС Майя до ПС Хандыга на номинальное напряже-

ние 220 кВ, также будут рассмотрены варианты подключения ПС Нежданинская с выдачей мощности на 34 МВт.

6 Прогнозирование нагрузки

Для полного и качественного решения задачи проектирования электрической сети необходимо учитывать динамику роста нагрузок во времени, которое осуществляется применением методов прогнозирования. К ним относятся: метод прямого счета, который основан на определении ожидаемого электропотребления по отдельным отраслям народного хозяйства и последующем суммировании полученных результатов; методы, основанные на непосредственной экстраполяции электропотребления; экономико-математические методы; метод технологического графика (используется для крупных заводских установок); метод удельных нагрузок на 1 м² производственной площади для применения к силовой нагрузке машиностроительных предприятий; статистический метод применяющийся для определения электрических нагрузок городов.

Исходными данными для прогнозирования служит информация по нагрузкам, которая представлена в виде ведомостей замера нагрузок. Обработка замеров, определение пропуска активной и реактивной мощности производится по следующим формулам:

$$P = \frac{Wh_i - Wh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВт}; \quad (1)$$

$$Q = \frac{Varh_i - Varh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВар}. \quad (2)$$

где Wh - показания счетчика активной электроэнергии, кВт·ч;

$Varh$ - показания счетчика реактивной электроэнергии, кВар·ч;

k_p - расчетный коэффициент;

t_{i-n} - интервал времени за который определяется пропуск электроэнергии, ч.

Метод, который позволяет подсчитать прогноз для отдельных узлов нагрузки и адекватен исходным данным, является метод, основанный на

непосредственной экстраполяции электропотребления. Для прогнозирования необходимо знать среднегодовой прирост электропотребления, рассчитанный по статистическим данным предыдущих лет, который составляет 4,2%. Наибольшее распространение получила формула сложных процентов [7, с.18], согласно которой нагрузка в расчетном году t представляется в виде:

$$P_{cpt} = P_{cp} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{t-t_0}, \quad (3)$$

где P_{cpt} – средняя нагрузка расчетного года;

P_{cp} – известная средняя нагрузка;

n – среднегодовой прирост нагрузки;

t_0 – базисный год, в котором наблюдалась данная нагрузка.

На примере подстанции Хандыга покажем прогноз нагрузки на 5 лет, т.е. на 2020г.

Прогнозирование нагрузки осуществляется следующим образом:

1) исходя из ведомостей замера нагрузок определяем пропуск активной и реактивной нагрузки за час и определяем их средние значения:

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24}, \text{ МВт} \quad (4)$$

где P_i – пропуск активной мощности за i час.

2) выражаем данные по нагрузкам в относительных единицах относительно найденного среднего значения:

$$P_{i \text{ о.е.}} = \frac{P_i}{P_{cp}}, \text{ о.е.} \quad (5)$$

3) прогнозируем среднюю нагрузку по формуле сложных процентов;

4) умножая нагрузки в о.е. на спрогнозированную среднюю, определяем нагрузку на расчетный год:

$$P_{i \text{ пр}} = P_{i \text{ о.е.}} \cdot P_{\text{ср пр}}, \text{ МВт} \quad (6)$$

где $P_{\text{ср пр}}$ – спрогнозированная средняя нагрузка.

Результаты расчета приведены в следующей таблице 5.

Таблица 5 – Прогнозирование суточных нагрузок ПС Хандыга

Время, ч	Пропуск		Перевод в о.е.		Прогноз	
	P, МВт	Q, МВар	P, о.е.	Q, о.е.	P, МВт	Q, МВар
1	2.77	1.06	0.91	0.73	3.24	1.23
2	2.05	1.20	0.67	0.84	2.38	1.41
3	2.05	1.37	0.67	0.95	2.38	1.6
4	1.93	1.20	0.63	0.84	2.24	1.41
5	2.29	1.37	0.75	0.95	2.67	1.6
6	1.81	1.20	0.6	0.84	2.14	1.41
7	2.41	1.20	0.79	0.84	2.81	1.41
8	2.89	1.54	0.95	1.07	3.38	1.8
9	3.38	1.54	1.11	1.07	3.95	1.8
10	3.14	1.54	1.03	1.07	3.67	1.8
11	3.14	1.37	1.03	0.95	3.67	1.6
12	3.14	1.71	1.03	1.19	3.67	2
13	3.86	1.89	1.27	1.31	4.52	2.2
14	2.89	1.54	0.95	1.07	3.38	1.8
15	2.77	1.37	0.91	0.95	3.24	1.6
16	3.01	1.37	0.99	0.95	3.52	1.6
17	3.14	1.37	1.03	0.95	3.67	1.6
18	3.98	2.06	1.31	1.43	4.66	2.41
19	4.10	1.20	1.35	0.84	4.8	1.41
20	4.58	1.89	1.51	1.31	5.37	2.2
21	3.98	1.54	1.31	1.07	4.66	1.8
22	3.62	1.37	1.19	0.95	4.23	1.6
23	3.86	1.54	1.27	1.07	4.52	1.8
24	2.17	1.03	0.71	0.72	2.53	1.21

Определим вероятностные характеристики нагрузки:

– среднеквадратическая мощность $P_{\text{эф}}$:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_n} \cdot \sum_1^{24} P_i^2}, \text{ МВт} \quad (7)$$

где T_n – период наблюдения, 24ч;

P_i – значение нагрузки i -го часа.

– коэффициент формы, показывающий неравномерность графика нагрузки

k_ϕ :

$$k_\phi = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}} \quad (8)$$

– средняя мощность в период получасового максимума нагрузки P_{max} :

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 + t_\beta \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}), \text{ МВт} \quad (9)$$

где t_β – коэффициент Стьюдента, $t_\beta = 1,96$;

k_ϕ – коэффициент формы.

– среднее значение нагрузки в часы минимальных нагрузок P_{min} :

$$P_{\text{min}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 - t_\beta \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}), \text{ МВт}. \quad (10)$$

В таблице 6 представлены вероятностные характеристики существующей и прогнозной нагрузки:

Таблица 6– Вероятностные характеристики нагрузки ПС Хандыга

Вероятностные характеристики	17 декабря 2015г.	Прогнозируемые, 17 декабря 2020г.
P_{cp}	3,04	3,73
$P_{\text{эф}}$	3,13	3,84
k_ϕ	1,03	1,03
P_{max}	4,51	5,56
P_{min}	1,57	1,9

Согласно полученным результатам (таблица 6) на следующих рисунках представлены суточные графики нагрузки за 17 декабря 2015г. и спрогнозированной:

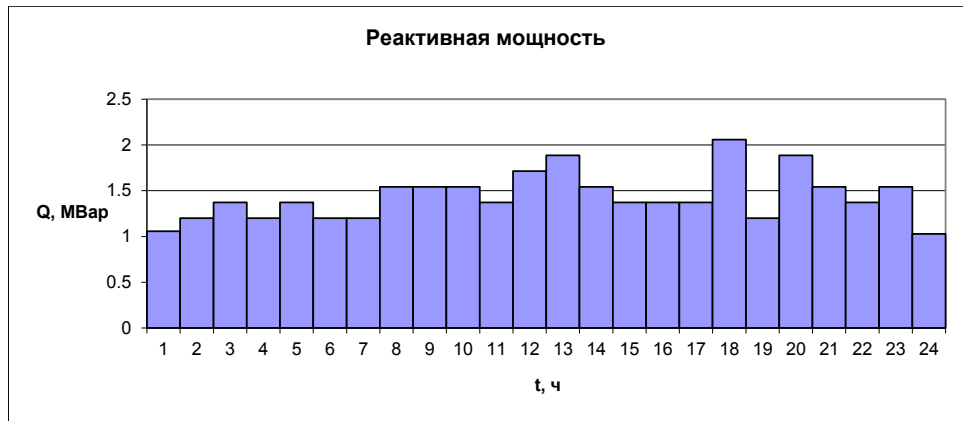
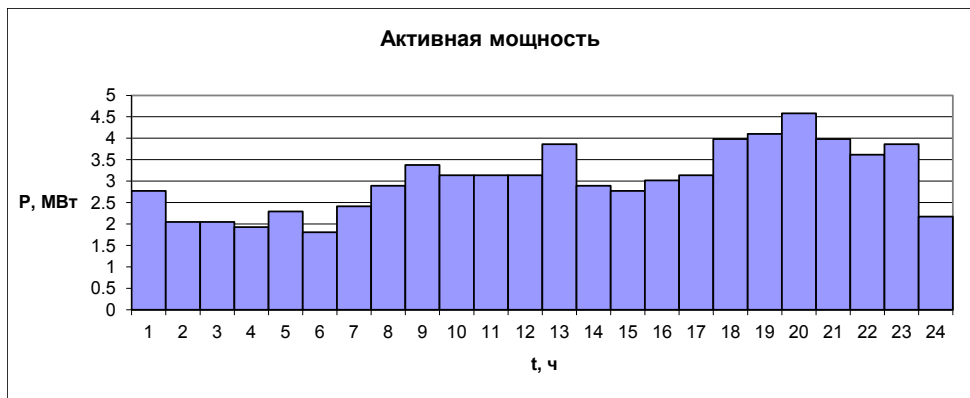


Рисунок 3 – Суточные графики активной и реактивной нагрузки ПС Хандыга

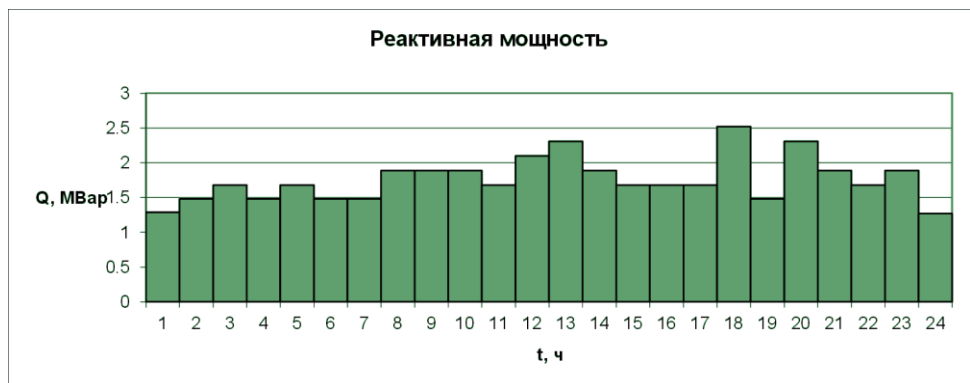


Рисунок 4 – Спрогнозированные суточные графики активной и реактивной нагрузки на ПС Хандыга

Таким же образом прогнозируем нагрузку остальных подстанций. Результаты расчета приведены в следующей таблице. Из вероятностных характеристик приведем только параметры, необходимые в дальнейших расчетах.

Таблица 7 – Параметры нагрузки подстанций рассматриваемой сети

№ узла	НазваниеПС	2015г.				Спрогнозированные нагрузка, 2020г.			
		17 декабря, 19 ч.		Вероятностные характеристики		17 декабря, 19ч.		Вероятностные характеристики	
		P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _{ср} , МВт	P _{max} , МВт	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _{ср} , МВт	P _{max} , МВт
121	Майя 10 кВ	1.80	0.53	1.49	2.21	2.21	0.65	1.83	2.71
122	Майя 10 кВ	2.30	0.67	1.91	2.82	2.82	0.83	2.34	3.47
123	Чурапча 10 кВ	2,16	0,72	1,79	2,5	2,65	0,88	2,199	3,03
124	Чурапча 10 кВ	2,52	0,72	3,26	4,54	3,1	0,88	4,005	5,53
141	Ытык-Кюэль 10 кВ	0.85	0.24	0.73	1.01	1.04	0.29	0.89	1.24
151	Ытык-Кюэль 10 кВ	0.95	0.26	0.81	1.13	1.17	0.32	1.00	1.39
161	Джебарики Хая 10 кВ	1.6	0.44	1.34	1.76	1.96	0.54	1.65	2.16
162	Джебарики Хая 10 кВ	1.7	0.46	1.43	1.87	2.09	0.56	1.75	2.30
201	Нежданинская 6 кВ	25,9	9,8	22,93	31,96	31,82	12,04	28,167	38,87
211	Нежданинская 6 кВ	12,6	4,2	10,24	14,27	15,48	5,16	12,579	17,36

7 Характеристика и анализ режимов существующей сети

Целью электрического расчета сети является определение параметров режимов, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети и получение необходимых данных для решения вопросов дальнейшего развития сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

Расчет начинается с составления схемы замещения электрической сети (рисунок 3) и определения параметров эквивалента сети. Данная схема является эквивалентом электрической сети 220, 110 кВ, включающий подстанции Майя, Чурапча, Ытык-Кюэль, Хандыга, Джебарики Хая, Нежданинская.

Для каждой линии рассчитываем активное и реактивное (индуктивное) сопротивление и емкостную реактивную проводимость. Для трансформаторов подстанций находим активное и реактивное сопротивление и активные и индуктивные проводимости.

Для определения параметров ВЛ приведем погонные сопротивления и проводимости проводов используемых в рассматриваемой сети.

Таблица 8 – Погонные параметры ВЛ

U _{ном}	Провод	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ , мкСм
220кВ	АС-300	0,098	0,429	2,64
110кВ	АС-240	0,12	0,405	2,81
	АС-150	0,198	0,42	2,7
	АС-120	0,249	0,427	2,66

Определяем параметры ВЛ по следующим формулам:

$$R = r_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (11)$$

где l – длина линии, км

$$X = x_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (12)$$

$$B = b_0 \cdot l, \text{ мкСм}. \quad (13)$$

Таблица 9 – Параметры линий электропередачи

Линии	Марка провода	Длина, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
Томмот-Мая	АС-240	431	53,4	159	1301,62
Мая-Хандыга	АС-240	327	40,5	120,7	987,54
Хандыга-Джебарика Хая	АС-240	54,6	6,77	20,15	164,9
Мая-Чурапча	АС-240	128,6	15,9	47,5	388,4
Чурапча-Ытык-Кюэль	АС-240	71,9	8,9	26,5	217,3
Ытык-Кюэль - Хандыга	АС-240	135,9	16,9	50,15	410,4
Хандыга-Нежданинское	АС-240	275	34,1	101,5	830,5

Для определения параметров трансформаторов используем данные измерений. В качестве примера определим параметры двухобмоточного трансформатора на подстанции Джебарика Хая.

Активное сопротивление:

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{m \text{ ном}}^2} = \frac{44 \cdot 115^2 \cdot 1000}{6300^2} = 14,7 \text{ Ом} \quad (14)$$

где ΔP_k – потери активной мощности в режиме короткого замыкания;

U_{BH} – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения;

$S_{m \text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Индуктивное сопротивление:

$$X_m = \frac{u_{к, \%} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10}{S_{m \text{ ном}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10}{6300} = 220,4 \text{ Ом} \quad (15)$$

где $u_{к, \%}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Активная проводимость:

$$G_m = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{BH}^2} = \frac{11,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,87, \text{ мкСм.} \quad (16)$$

Индуктивная проводимость:

$$B_m = \frac{I_{x, \%} \cdot S_{m \text{ ном}} \cdot 10}{U_{BH}^2} = \frac{0,8 \cdot 6300 \cdot 10}{115^2} = 3,8 \text{ мкСм.} \quad (17)$$

где $I_{x, \%}$ – ток холостого хода, %.

Определим параметры трехобмоточного трансформатора на подстанции Майя.

Потери мощности короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$\Delta P_{к, B} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к, BC} + \Delta P_{к, BH} - \Delta P_{к, CH}) = 0,5 \cdot (245 + 260 - 200) = 152,5 \text{ кВт}, \quad (18)$$

$$\Delta P_{к, C} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к, BC} + \Delta P_{к, CH} - \Delta P_{к, BH}) = 0,5 \cdot (245 + 200 - 260) = 92,5 \text{ кВт}, \quad (19)$$

$$\Delta P_{к, H} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к, BH} + \Delta P_{к, CH} - \Delta P_{к, BC}) = 0,5 \cdot (260 + 200 - 245) = 107,5 \text{ кВт}. \quad (20)$$

Активные сопротивления:

$$R_{mBH} = \frac{\Delta P_{\kappa,B} \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{m \text{ ном}}^2} = \frac{152,5 \cdot 220^2 \cdot 1000}{63000^2} = 1,86 \text{ Ом}, \quad (21)$$

$$R_{mCH} = \frac{\Delta P_{\kappa,C} \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{m \text{ ном}}^2} = \frac{92,5 \cdot 220^2 \cdot 1000}{63000^2} = 1,13 \text{ Ом}, \quad (22)$$

$$R_{mHH} = \frac{\Delta P_{\kappa,H} \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{m \text{ ном}}^2} = \frac{107,5 \cdot 220^2 \cdot 1000}{63000^2} = 1,3 \text{ Ом}. \quad (23)$$

Напряжения короткого замыкания обмоток :

$$u_{\kappa,B} = 0,5 \cdot (u_{\kappa,BC} + u_{\kappa,BH} - u_{\kappa,CH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,4 - 6,6) = 10,65 \%, \quad (24)$$

$$u_{\kappa,C} = 0,5 \cdot (u_{\kappa,BC} + u_{\kappa,CH} - u_{\kappa,BH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,6 - 17,4) = 0 \%, \quad (25)$$

$$u_{\kappa,H} = 0,5 \cdot (u_{\kappa,BH} + u_{\kappa,CH} - u_{\kappa,BC}) = 0,5 \cdot (17,4 + 6,6 - 10,5) = 6,75 \%. \quad (26)$$

Индуктивные сопротивления:

$$X_{mBH} = \frac{u_{\kappa,B} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10}{S_{m \text{ ном}}} = \frac{10,65 \cdot 220^2 \cdot 10}{63000^2} = 32,99 \text{ Ом}, \quad (27)$$

$$X_{mCH} = \frac{u_{\kappa,C} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10}{S_{m \text{ ном}}} = 0 \text{ Ом}, \quad (28)$$

$$X_{mHH} = \frac{u_{\kappa,H} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10}{S_{m \text{ ном}}} = \frac{6,75 \cdot 220^2 \cdot 10}{63000^2} = 20,91 \text{ Ом}. \quad (29)$$

Активная проводимость:

$$G_m = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{BH}^2} = \frac{57,6 \cdot 1000}{220^2} = 1,19 \text{ мкСм}. \quad (30)$$

Индуктивная проводимость:

$$B_m = \frac{I_{x,\%} \cdot S_{m \text{ ном}} \cdot 10}{U_{BH}^2} = \frac{0,79 \cdot 63000 \cdot 10}{220^2} = 10,28 \text{ мкСм}. \quad (31)$$

В таблице №10 представлены паспортные и расчетные параметры трансформаторов рассматриваемой сети.

Важным средством регулирования напряжения является выбор ответвлений на трансформаторах. Для осуществления операции переключения ответвлений необходимо отключение трансформатора от сети. Этот способ регулирования принято называть переключением без возбуждения (ПБВ). Частая перестановка регулировочных ответвлений во время текущей эксплуатации неудобна и непригодна для оперативного регулирования.

Одним из важнейших средств регулирования напряжения является применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Принцип регулирования такой же, как и при регулировании с ПБВ, но без отключения трансформатора от сети. Число регулировочных ступеней силовых трансформаторов с РПН обычно бывает больше, чем у трансформаторов с ПБВ (число ступеней регулирования у ПБВ составляет 5), а диапазон регулирования напряжения значительно шире.

В следующей таблице представлены параметры трансформаторов рассматриваемой сети.

Таблица 10 – Параметры трансформаторов

Наименование ПС	Диспетчерский номер	Тип трансформатора	Сопротивления						Проводимости трансформаторов, мкСм	
			$R_{ВН}, \text{Ом}$	$R_{СН}, \text{Ом}$	$R_{НН}, \text{Ом}$	$X_{ВН}, \text{Ом}$	$X_{СН}, \text{Ом}$	$X_{НН}, \text{Ом}$	$G, \text{мкСм}$	$B, \text{мкСм}$
Майя	Т-1	ТДЦТН-63000/220	1,86	1,13	1,3	32,99	0	20,91	1,19	10,28
Майя	Т-2	ТДЦТН-63000/220	1,86	1,13	1,3	32,99	0	20,91	1,19	10,28
Чурапча	Т-1	ТДН-16000/110	4,39	–	–	85,14	–	–	1,55	5,2
Чурапча	Т-2	ТДН-16000/110	4,67	–	–	89,6	–	–	1,58	5,44
Бытык-Кюэль	Т-1	ТДН-10000/110	5,14	–	–	132,45	–	–	1,36	4,16
Бытык-Кюэль	Т-2	ТДН-10000/110	5,14	–	–	132,45	–	–	1,36	4,16
Джебарики Хая	Т-1	ТМН-6300/110	15,56	–	–	220,62	–	–	0,9	3,76
Джебарики Хая	Т-2	ТМН-6300/110	15,99	–	–	221,32	–	–	0,91	4,03
Нежданинская	Т-1	ТДТН-40000/110	0,83	0,72	0,83	38,17	–	22,66	2,22	5,44
Нежданинская	Т-2	ТДТН-40000/110	1,08	0,43	0,69	34,72	–	24,14	4,7	22,38
Хандыга	Т-1	ТДЦТН -63000/220	1,86	1,13	1,3	32,99	0	20,91	1,19	10,28
Хандыга	Т-2	ТДЦТН -63000/220	1,86	1,13	1,3	32,99	0	20,91	1,19	10,28

Для расчета режима используем программный комплекс RastrWin, предназначенный для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности данного программного комплекса:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения. Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

Прежде чем приступить к решению поставленных проектных задач, нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, учитывающей особенности внесения данных в Rastr.

В качестве балансирующего узла принят узел №1 – секция шин Майя. Этот узел является балансирующим по активной и реактивной мощностям и задается с постоянным модулем и фазой напряжения $U_T = \text{const}$, $\delta_T = \text{const}$.

Рассчитываем режим на основе данных контрольного дня замеров 17 декабря 2015г. (нагрузки приняты за 19ч). Результаты расчета приведены на листе 1.

Из полученных выше результатов при сравнении их с данными по ведомостям контрольного замера, можно сделать вывод о правильности полученного эквивалента электрической сети, расхождение результатов в основном не превышает 5%. Как видно из полученных данных, загрузка трансформаторов на подстанциях не превышает номинальную ($k_3 = 0,7$; 70%).

8 Разработка и технический анализ двух вариантов реконструкции электрических сетей

8.1 Проверка трансформаторов

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности для каждого из узлов. Поскольку на каждой ПС, мы имеем потребителей электроэнергии II категории, то на этих всех ПС необходима установка 2 трансформаторов.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot \text{Чк}_{\text{зопт}}} \quad (32)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_T – число трансформаторов;

$k_{зопт}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Так как в рассматриваемой сети установка КУ с целью компенсации реактивной мощности не предполагается то $Q_{неск} = Q_{max}$.

Рассчитаем мощность трансформатора на примере ПС Нежданинская:

$$S_{трасч} = \frac{\sqrt{34^2 + 17^2}}{2 \cdot 0,7} = 27,152 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТДТН-40000/110

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{з п/а} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{трасч}} \quad (33)$$

При этом должно выполняться условие $k_{з п/а} \geq 1,4$

$$k_{з п/а} = \frac{\sqrt{34^2 + 17^2}}{40} = 0,95$$

Аналогично рассчитываем трансформаторы на ПС Хандыга, так как изначально стояли трансформаторы на 25 МВА, но после подключение нагрузки 34 МВт, трансформаторы необходимо поменять, в связи с перегрузом таблица 11.

Таблица 11 – Трансформаторы, выбранные для установки на подстанциях

Наименование подстанции	Тип силового трансформатора
Хандыга	ТДЦТН -63000/220
Нежданинская	ТДТН-40000/110

Полученные в результате расчетов мощности трансформаторов на остальных ПС не превышают мощности установленных на данное время трансформаторов.

8.2 Разработка вариантов конфигурации электрических сетей при реконструкции

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Рассмотрим первый вариант, который предусматривает строительство линии 220кВ по новой трассе Майя - Хандыга, с переводом ПС Хандыга на напряжение 220кВ с установкой трехобмоточного трансформатора 220/110/6 кВ. И с присоединением ПС Нежданинская на напряжение 110 кВ.

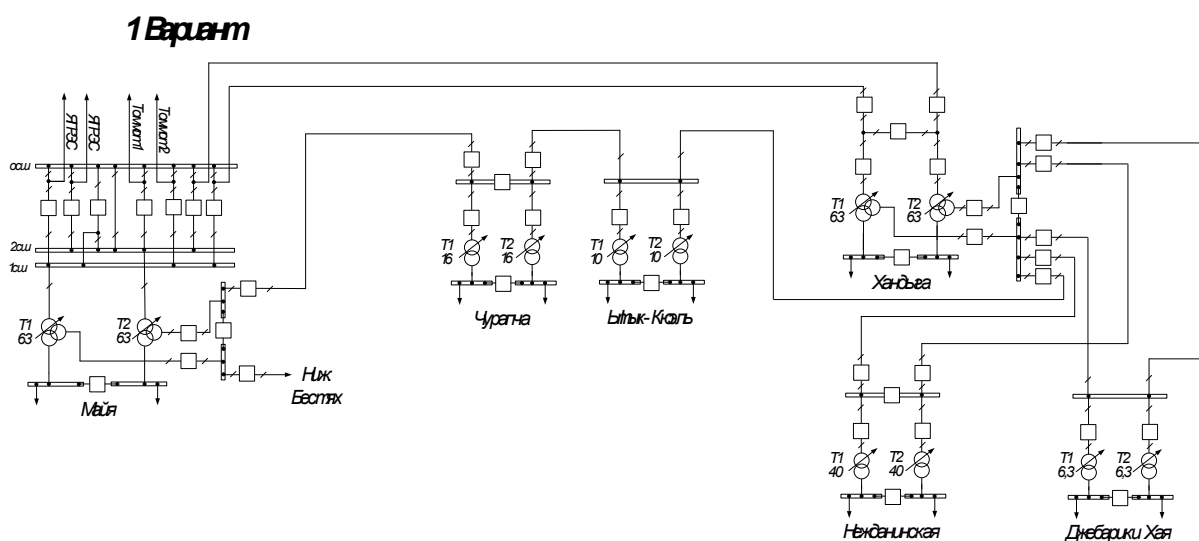


Рисунок 5 – 1 Вариант развития электрической сети

Выбор сечения проводников ВЛ 110 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = a_i \cdot \psi_{\text{Т}} \cdot \psi_{\text{Т}} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{\sqrt{3} \cdot \psi_{\text{НОМ}} \cdot \psi_{\text{Т}}}} \quad (34)$$

где a_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

a_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 110 кВ принимается $a_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение a_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 4100ч, $a_T = 1,1$

Для линии 110 кВ Хандыга – Нежданская находим:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{34^2 + 14^2}}{\sqrt{3}} \cdot 110 = 0,115 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-240.

2 Вариант предусматривает строительство линии 220 кВ, а также перевод ПС Хандыги на напряжение 220 кВ с установкой трехобмоточного трансформатора 220/110/6 кВ, заменой ОРУ 220 кВ. И с присоединением ПС Нежданская на напряжение 220 кВ.

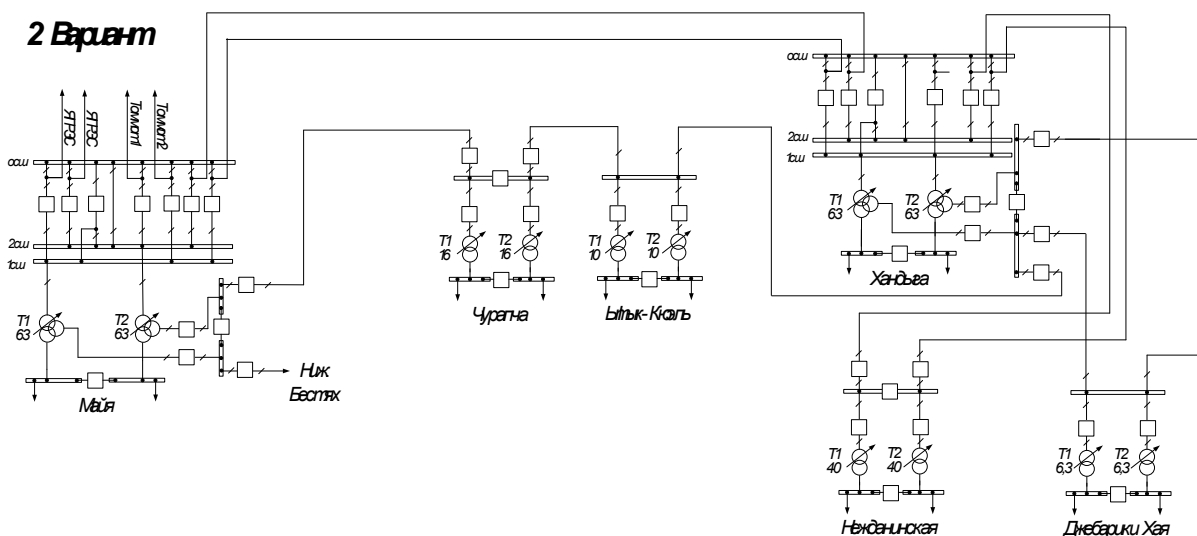


Рисунок 6 – 2 Вариант развития электрической сети

Для линии 220 кВ Хандыга – Нежданинская выберем провод:

$$I_p = 1,3 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{34^2 + 17^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,071 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-240.

9 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

9.1 Определение капитальных вложений в сеть

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000г. [9]

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}} \quad (35)$$

где $K_{\text{ВЛ}}$ – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{\text{П/С}}$ – капиталовложения в подстанции.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot \text{Ч} \cdot \text{Ч}_{\text{пер}} \quad (36)$$

где k_0 – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{пер}$ – коэффициент переоценки (индекс цен).

Согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 12.02.2015 [9] индекс изменения сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г. составляет 3,86. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7,15; по подстанциям: 6,41.

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{П/С} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост})k_{пер} \quad (37)$$

где $K_{ОРУ}$ – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{тр}$ – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{ку}$ – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб.;

$K_{пост}$ – постоянные затраты на строительство подстанций.

Для 1 варианта:

$$K_{П/С} = (127415 + 16300 + 0 + 35000) \cdot 6.41 = 1145563,15 \text{ тыс. руб}$$

Для второго варианта:

$$K_{П/С} = (289315 + 16300 + 0 + 47500) \cdot 6.41 = 2263467,15 \text{ тыс. руб}$$

Таблица 12 – Капиталовложения в ВЛ:

U _{ном}	Линия	Марка провода	n _{цеп}	l, км	k ₀ , тыс. руб./км	Квл тыс. руб.
1 Вариант						
110 кВ	Хандыга-Нежданиская	АС-240	2	275	1280	704000
2 Вариант						
220 кВ	Хандыга-Нежданиская	АС-240	2	275	1310	720500

9.2 Расчет потерь электроэнергии

Для определения потерь рассчитываем режим двух вариантов развития электрической сети. Для сравнительного анализа используем только потери в

ВЛ. В линиях электропередачи напряжением не выше 220кВ потери электроэнергии обычно определяются нагреванием проводов. Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ определим с помощью метода средних нагрузок в соответствии с приказом от 30 декабря 2008 г. № 326 Министерства энергетики Российской Федерации.

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = k_k \Psi \frac{(P_{\text{ср}}^3)^2 + (Q_{\text{ср}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \Psi R_{\text{л}} \Psi k_{\text{ф}}^2 \Psi (T_3 + k_{\text{л}}^2 \Psi T_{\text{л}}), \quad (38)$$

где k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99);

$P_{\text{ср}}^3$ – поток средней активной мощности зимой;

$Q_{\text{ср}}^3$ – поток средней реактивной мощности;

$T_3, T_{\text{л}}$ – количество зимних, летних часов;

$R_{\text{л}}$ – сопротивление линии;

$k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы графика;

$k_{\text{л}}$ – коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки.

Коэффициент формы графика определяется по формуле:

$$k_{\text{ф}}^2 = \frac{1 + 2\Psi k_3}{3\Psi k_3} = \frac{1 + 2\Psi 0,5}{3\Psi 0,5} = 1,33, \quad (39)$$

где k_3 – коэффициент заполнения графика, который можно принять равным 0,5.

Коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки $k_{\text{л}}$ определяем относительно времени использования максимума нагрузки T_{max} (для Якутии $T_{\text{max}} = 4100\text{ч}$). Согласно [10] он равен 0,75.

Так как режимы рассчитаны при максимальных нагрузках (таблица 7), то для нахождения потоков мощности при средних нагрузках используем коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$P_{\text{ср}}^3 = P_{\text{max}}^3 \cdot \chi_{\text{з}} \quad (40)$$

Для ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская потери в линии составляют:

$$\Delta W_{\text{ВЛi}} = 0,99 \cdot \frac{27^2 + 13,5^2}{110^2} \cdot 0,28 \cdot 3 \cdot (4800 + 0,75^2 \cdot 960) =$$

$$= 106,3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Для выбора оптимального варианта выберем следующие линии, для которых определяем потери:

Таблица 13 – Потери в ВЛ

1 Вариант				
Линия	Uном, кВ	P, МВт	Q, МВар	ΔW , МВт·ч
Хандыга – Нежданинская	110	27	13,5	106,3
2 Вариант				
Хандыга – Нежданинская	220	27	13,5	85,63

9.3 Определение эксплуатационных издержек

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I = I_a + I_{\text{р}} + I_{\Delta W} \quad (41)$$

где I_a – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$I_{\text{р}}$ – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$I_{\Delta W}$ – затраты на технологический расход электроэнергии.

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{\text{сл}}} \quad (42)$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы, для подстанций $T_{\text{сл}} = 15$, для линий $T_{\text{сл}} = 20$ [19, с.307].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_3 = a_3 \text{ ЧК} \quad (43)$$

где a_3 – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $\alpha_{эЛС} = 0,037$,

$$\alpha_{эВЛ} = 0,008.$$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{DW} = C_0 \Psi W, \quad (44)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 2021,18 \text{ руб/МВт}\cdot\text{ч}$ [9].

DW – потери электроэнергии в сети.

Таблица 14 – Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
И _а , тыс. руб.	11851.08	12299.45
И _э , тыс. руб.	8797.06	10044.33
И _{DW} , тыс. руб.	851.17	1892.16
Суммарные издержки	21499.32	24235.94

Как видно из вышеприведенной таблицы, суммарные эксплуатационные издержки у первого варианта меньше, чем у второго.

9.4 Затраты

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \text{ ЧК} + I \quad (45)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 71382,85 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 76137,12 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 7%, поэтому выбираем первый вариант развития электрической сети.

10 Расчет токов короткого замыкания

10.1 Определение параметров схемы замещения

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения. Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

- Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- Пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- Считают, что трехфазная система является симметричной;
- Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;

- При вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость и невозгораемость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность и износостойкость. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать модель расчета токов КЗ и выбора электрооборудования, оценить методы и средства ограничения токов КЗ.

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников (вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями) на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ. При этом в общем случае допускается не учитывать механические колебания шинных конструкций.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (тяжение, опасное сближение и схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание должен производиться с учетом конструкции системы гибких проводников, значения тока КЗ и расчетной продолжительности режима КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ. При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное КЗ, если оно обуславливает больший нагрев проводников и аппаратов, чем при трехфазном КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем шины 220кВ ПС Хандыга (К-1) и ПС Нежданинская (К-2). На примере ПС Хандыга покажем расчет КЗ.

Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации. Данный метод подробно изложен в [11].

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: S_6 – базовой мощностью, МВ·А; U_6 – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_6 = 1000$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_6 = U_{cp}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

Составим схему замещения сети для прямой последовательности:

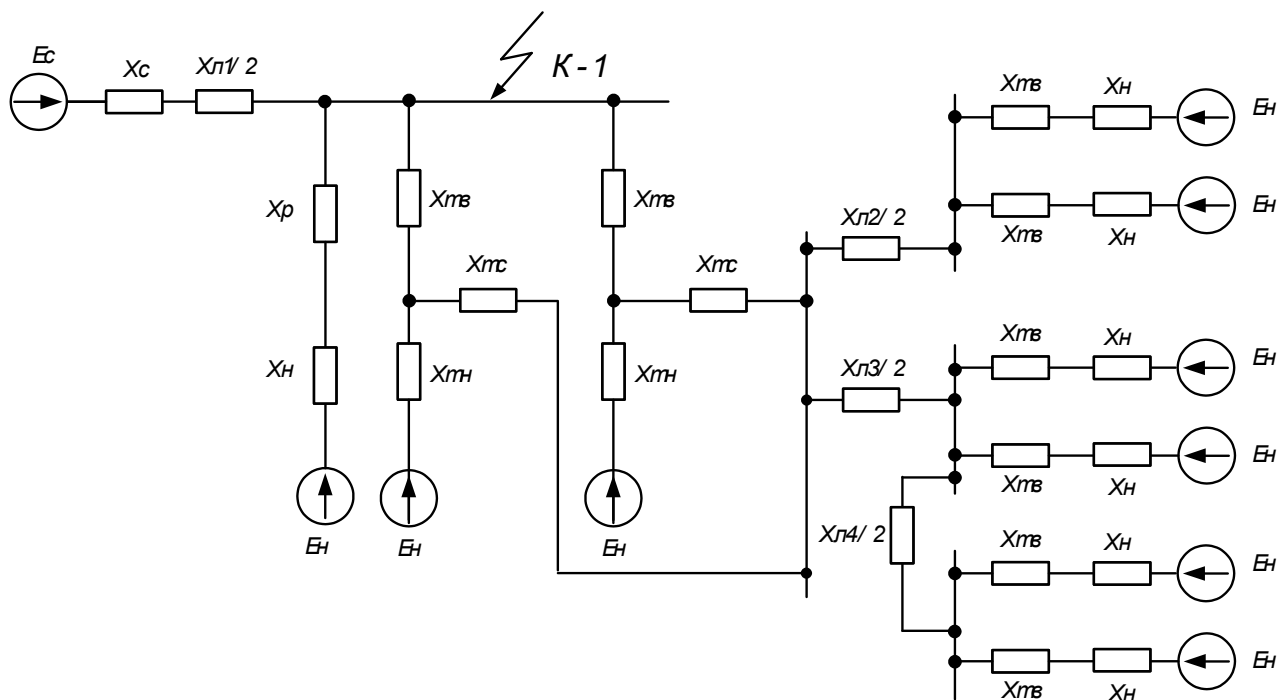


Рисунок 7 – Схема замещения прямой последовательности

Определим величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах, приведенных к базовым условиям.

Значения сверхпереходных ЭДС и сопротивления источников питания приняты в соответствии с рекомендациями [15, с. 99]:

- для системы $E_C'' = 1$;
- для генераторов $E_G'' = 1,08$, $X_G = 0,125$ так как $P_{ном Г} < 100 \text{ MВт}$.

При расчетах токов КЗ следует учитывать влияние каждой комплексной нагрузки. В общем случае ток КЗ от комплексной нагрузки следует определять как геометрическую сумму токов от отдельных элементов. Так как преобладает коммунально-бытовая нагрузка, то согласно [11, с.60] состав потребителей узла комплексной нагрузки следующий:

Таблица 15 – Состав комплексной нагрузки

Потребители комплексной нагрузки	Состав потребителей узла, %
СД высоковольтн.	50
АД высоковольтн.	10
АД низковольтные	15
Электрическое освещение	25

Принимаем следующие параметры комплексной нагрузки [11, с.60]:

$$E_H'' = 1,03;$$

$$X_H = 0,33 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = 0,33 \cdot \frac{100}{17,84} = 1,85 \text{ о.е.} \quad (46)$$

где S_H – суммарная мощность нагрузки, принимаем по таблице 10.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} \quad (47)$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{2П0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 19,304 \cdot 115} = 0,026 \text{ о.е.},$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 220кВ
ПС Хандыга.

Определим сопротивление трансформатора на PS Хандыга:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (42,7 + 11,2 - 27,9) = 13\%. \quad (48)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (11,2 + 29,7 - 42,7) = 1,8\%. \quad (49)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (27,9 + 42,7 - 11,2) = 29,7\%. \quad (50)$$

$$X_{3ATB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{TB}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,052 \text{ о.е.} \quad (51)$$

$$X_{3ATH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{TB}} = \frac{29,7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,119 \text{ о.е.} \quad (52)$$

$$X_{3ATC} = \frac{U_{KC\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{TB}} = \frac{1,8}{100} \cdot \frac{100}{63} = 7 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.} \quad (53)$$

Таблица 16 – Приведенные параметры трансформаторов

Подстанция	Трансформаторы	$X_{ВН}$, о.е.	$X_{СН}$, о.е.	$X_{НН}$, о.е.
Хандыга	Т-1	0,052	0,007	0,119
	Т-2	0,052	0,007	0,119

Сопротивления ЛЭП:

$$X_{Л1} = X'_{Л1} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,65 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,005 \text{ о.е.} \quad (54)$$

где $X'_{Л1}$ – сопротивление линии.

Для $X_{Л4}$ сопротивление равно:

$$X_{Л4} = \left(X_{12,13} + X_{13,51} + \frac{(X_{18,19} + X_{19,23}) \cdot (X_{51,22} + X_{22,23})}{X_{18,19} + X_{19,23} + X_{51,22} + X_{22,23}} + X_{23,24} \right) \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} =$$

$$= \left(1,24 + 0,32 + \frac{(1,9 + 0,48) \cdot (1,9 + 1,67)}{1,9 + 0,48 + 1,9 + 1,67} + 1,07 \right) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,005 \text{ о.е.}$$

10.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности

Для определения тока короткого замыкания необходимо привести исходную схему замещения к расчетной радиальной схеме путем последовательных преобразований.

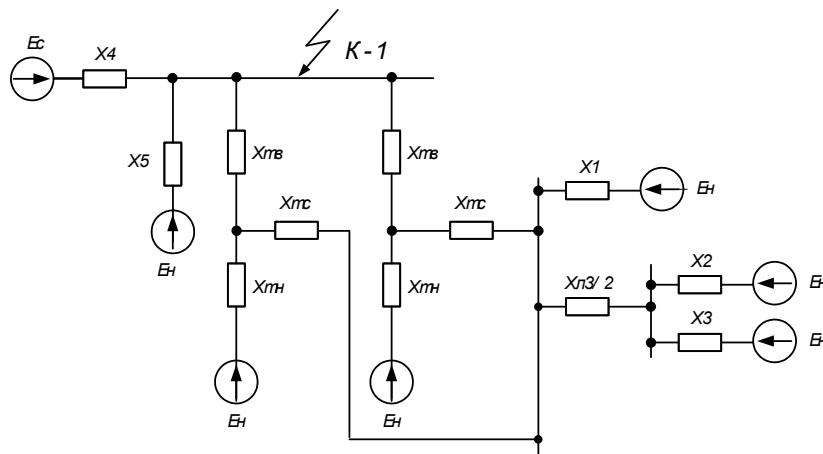


Рисунок 8 – Преобразование № 1

После первого преобразования получим:

$$X_1 = X_{Л1} + X_{Г} = 0,097 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.} \quad (55)$$

$$X_2 = X_{T2} + X_{\Gamma} = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (56)$$

$$X_3 = X_{T3} + X_{\Gamma} = 0,099 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (57)$$

$$X_4 = X_{ATH} + X_{\Gamma} = 0,081 + 0,125 = 0,206 \text{ o.e.} \quad (58)$$

$$X_5 = X_{T5} + X_{\Gamma} = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (59)$$

$$X_6 = X_{T6} + X_{\Gamma} = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (60)$$

$$X_{11} = \frac{X_{J3} \cdot X_{J4}}{X_{J3} + X_{J4}} = \frac{0,056 \cdot 0,031}{0,056 + 0,031} = 0,02 \text{ o.e.} \quad (61)$$

$$X_{12} = \frac{X_{11} \cdot X_{J5}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} + X_{3ATC} = \frac{0,02 \cdot 0,146}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,007 = 0,015 \text{ o.e.} \quad (62)$$

$$X_{13} = \frac{X_{11} \cdot X_{J6}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} + X_{J1} = \frac{0,02 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,005 = 0,015 \text{ o.e.} \quad (63)$$

$$X_{14} = \frac{X_{J5} \cdot X_{J6}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} = \frac{0,146 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} = 0,077 \text{ o.e.} \quad (64)$$

$$X_{H1} = X_H + X_{3ATH} = 1,85 + 0,12 = 1,97 \text{ o.e.} \quad (65)$$

$$X_7 = X_{2ATB} + X_{2ATC} = 0,01 + 0,026 = 0,036 \text{ o.e.} \quad (66)$$

$$X_{15} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} = \frac{1}{\frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22}} = 0,07 \text{ o.e.} \quad (67)$$

$$X_{16} = X_4 + X_{ATC} + \frac{X_4 \cdot X_{ATC}}{X_{ATB}} = 0,206 + 0,004 + \frac{0,206 \cdot 0,003}{0,044} = 0,228 \text{ o.e.} \quad (68)$$

$$X_{17} = X_{ATB} + X_{ATC} + \frac{X_{ATB} \cdot X_{ATC}}{X_4} = 0,044 + 0,004 + \frac{0,044 \cdot 0,003}{0,206} = 0,049 \text{ o.e.} \quad (69)$$

$$X_{18} = X_4 + X_{ATB} + \frac{X_4 \cdot X_{ATB}}{X_{ATC}} = 0,206 + 0,044 + \frac{0,206 \cdot 0,044}{0,003} = 2,581 \text{ о.е.} \quad (70)$$

$$X_{19} = \frac{X_7 \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} = \frac{0,036 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,011 \text{ о.е.} \quad (71)$$

$$X_{20} = \frac{X_{C3} \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} = \frac{0,023 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,007 \text{ о.е.} \quad (72)$$

$$X_{21} = \frac{X_7 \cdot X_{C3}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} = \frac{0,036 \cdot 0,023}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,01 \text{ о.е.} \quad (73)$$

$$X_{22} = \frac{1}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{16}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,074} + \frac{1}{0,228}} = 0,056 \text{ о.е.} \quad (74)$$

$$X_{23} = \frac{1}{\frac{1}{X_5} + \frac{1}{X_6} + \frac{1}{X_{18}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,223} + \frac{1}{0,223} + \frac{1}{2,581}} = 0,107 \text{ о.е.} \quad (75)$$

$$X_{24} = X_{19} + X_{14} = 0,011 + 0,077 = 0,088 \text{ о.е.} \quad (76)$$

В результате преобразований получаем следующую расчетную схему:

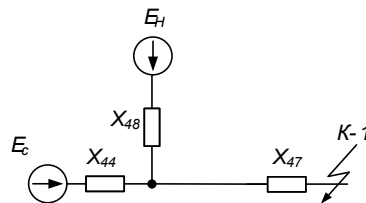


Рисунок 9 – Результирующая схема замещения прямой последовательности

$$X_{44} = 0,058 \text{ о.е.},$$

$$X_{47} = 0,031 \text{ о.е.},$$

$$X_{48} = 3,103 \text{ о.е.}$$

10.3 Схема замещения, параметры схемы обратной последовательности

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме замещения прямой последовательности. Отличие состоит лишь в том, что ЭДС всех источников в схеме обратной последовательности условно при-

нимаются равными нулю, а значения сопротивлений обратной последовательности синхронных машин и нагрузок отличаются от значений сопротивлений прямой последовательности.

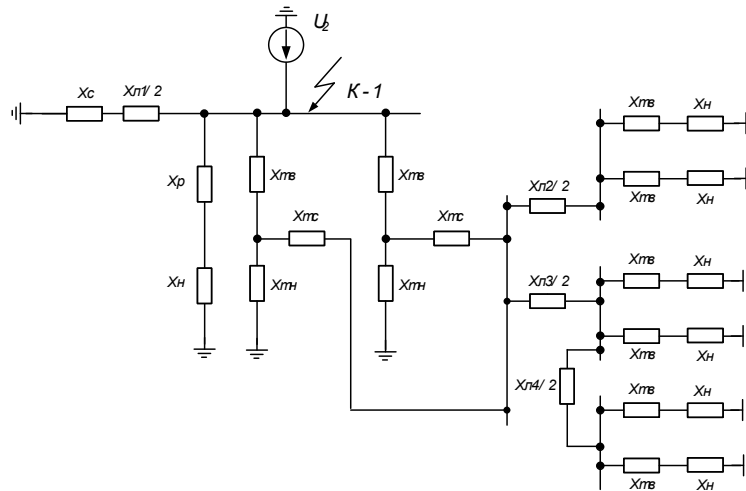


Рисунок 10– Схема замещения обратной последовательности

Сопротивления турбогенераторов в качестве приближенных соотношений принимают:

$$X_{2Г} = 1,22 \cdot X_d'' = 1,22 \cdot 0,125 = 0,153 \text{ о.е.} \quad (77)$$

Эквивалентирова схему обратной последовательности получаем результирующую схему замещения:

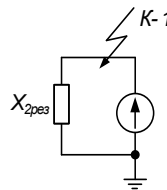


Рисунок 10 – Результирующая схема замещения обратной последовательности

Суммарное сопротивление обратной последовательности равно $X_{2рез} = 0,02 \text{ о.е.}$

10.4 Схема замещения, параметры схемы нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности по структуре значительно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соедине-

ния обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы.

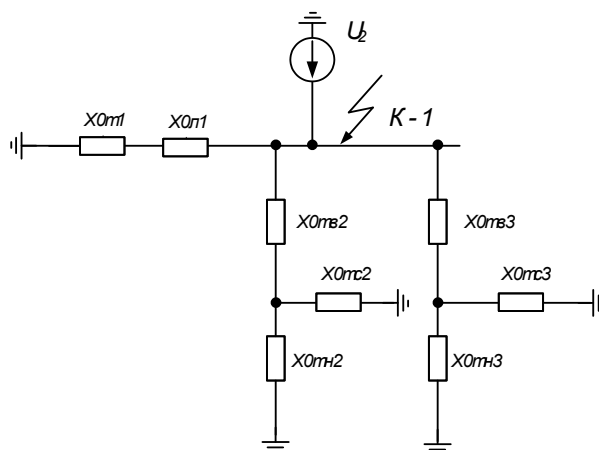


Рисунок 12 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивления нулевой последовательности воздушных линий и нагрузок отличаются от сопротивлений этих элементов в прямой и обратной последовательности. Так как молниезащита линий выполнена стальными тросами то сопротивления нулевой последовательности равны:

$$X_{0Л} = 3 \cdot X_{Л}, \text{ о.е.} \quad (78)$$

$$X_{0Л1} = 0,015$$

Сопротивления трансформаторов и автотрансформаторов входящих в схему замещения равны сопротивлениям прямой последовательности.

Эквивалентировав схему нулевой последовательности получаем результирующую схему замещения:

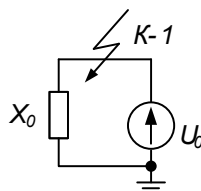


Рисунок 13 – Результирующая схема замещения нулевой последовательности

Суммарное сопротивление нулевой последовательности равно: $X_0 = 0,022$.

10.5 Расчет токов КЗ

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = \frac{E''}{X_{рез}} \cdot I_{\delta}, \text{ кА}, \quad (79)$$

где I_{δ} – базовый ток;

$X_{рез}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ.

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА} \quad (80)$$

$$I_{\Pi 01}^{(3)} = \frac{E_H \cdot I_{\delta}}{X_{48}} = \frac{1,03 \cdot 0,251}{2,985} = 0,087 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 02}^{(3)} = \frac{E_I \cdot I_{\delta}}{X_{44}} = \frac{1,08 \cdot 0,251}{0,058} = 4,641 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 03}^{(3)} = \frac{E_C \cdot I_{\delta}}{X_{47}} = \frac{1 \cdot 0,251}{0,04} = 6,273 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = I_{\Pi 01}^{(3)} + I_{\Pi 02}^{(3)} + I_{\Pi 03}^{(3)} = 0,087 + 4,641 + 6,273 = 11,001 \text{ кА}.$$

Определение несимметричных коротких замыканий.

По абсолютному значению ток несимметричного КЗ пропорционален току прямой последовательности при данном виде КЗ:

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{K1}^{(n)}. \quad (81)$$

где n – индекс вида КЗ;

$m^{(n)}$ – коэффициент пропорциональности, значение которого зависит от вида КЗ;

$I_{K1}^{(n)}$ – ток прямой последовательности для данного вида КЗ, который определяется по выражению:

$$I_{\kappa 1}^{(n)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)}} \cdot I_{\delta}, \quad (82)$$

где $\Delta X^{(n)}$ – дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного КЗ и параметрами схем замещения обратной и нулевой последовательностей.

Двухфазное КЗ:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_2} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,033}{0,024 + 0,02} \cdot 0,251 = 5,95 \text{ кА}, \quad (83)$$

$$I_K^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{K1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 5,95 = 10,306 \text{ кА}. \quad (84)$$

Однофазное КЗ:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,033}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 4,078 \text{ кА}, \quad (85)$$

$$I_K^{(1)} = 3 \cdot I_{K1}^{(1)} = 3 \cdot 4,078 = 12,233 \text{ кА}. \quad (86)$$

Расчет аperiodической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного КЗ:

$$I_{n0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E''}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\sigma} = 3 \cdot \frac{1,08}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 12,8 \text{ кА} \quad (87)$$

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \text{ кА}. \quad (88)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 12,8 = 18,096.$$

Ударный ток.

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{n0}^{(3)} \text{ кА}, \quad (89)$$

где k_{y0} – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости

от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [15, с.110] принимаем среднее значение $k_{y0}=1,935$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 12,796 = 35,02 \text{ кА.}$$

Приведем таблицу расчетных значений токов КЗ и их составляющих для трех расчетных точек.

Таблица 17 – Значение токов КЗ

Вид КЗ, составляющие тока0 КЗ	Точка КЗ		
	К – 1, на шинах 220 кВ ПС Хандыга	К – 2, на шинах 110 кВ ПС Хандыга	К – 3, на шинах 6 кВ ПС Хандыга
ток трехфазного КЗ $I_{\text{Л0}}^{(3)}$, кА	11	11,69	9,877
ток двухфазного КЗ $I_{\text{к}}^{(2)}$, кА	10,78	10,36	7,07
ток однофазного КЗ $I_{\text{к}}^{(1)}$, кА	12,8	10,16	5,365
апериодическая сост. тока КЗ $i_{\text{а0}}$, кА	18,1	16,53	13,651
ударный ток КЗ i_{y0} , кА	35,02	28,38	21,921

11 Выбор высоковольтного оборудования

11.1 Выбор распредустройства 220 кВ подстанции Хандыга

Прежде чем приступить к выбору оборудования необходимо рассмотреть планируемую реконструкцию на подстанции Хандыга.

На подстанции Хандыга распредустройства 220 кВ выполнено по схеме мостик. Данная схема распредустройства применима для дальнейшей реконструкции в связи с вводом линии 220 кВ Майя - Хандыга. При этом необходимо выбрать выключатель и разъединители соответствующего присоединения. Определим расчетные токи продолжительного режима, т.е. наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$ и наибольший ток ремонтного режима I_{max} .

Расчетные токи продолжительного режима определяют относительно мощности трансформатора:

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{т.ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,7 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 114,81 \text{ А,} \quad (90)$$

$$I_{\max} = 2 \cdot I_{\text{норм}} = 2 \cdot 114,81 = 230 \text{ А.} \quad (91)$$

Так как при установке разных типов выключателей надежность схемы ниже, то необходимо выбрать выключатели во всем распредустройстве.

Для выбора линейных разъединителей QS1 и QS2 принимаем расчетный ток равный:

$$I_{\max} = 2 \cdot 230 = 460 \text{ А.}$$

Расчетный максимальный ток рассчитывается исходя из того, что вводимые 34 МВт полностью передаются по линии Майя - Хандыга, что соответствует утяжеленному режиму.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{34^2 + (0,59 \cdot 34)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 246 \text{ А.}$$

11.2 Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- длительному току : $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (92)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей

в отключаемом токе, %;

$i_{\lambda\tau}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{3 \min} + t_{c.в}, \quad (93)$$

где $t_{3 \min}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{c.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad I_{\text{вкл}} \geq I_{n0},$$

где $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

I_{n0} – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; \quad I_{\text{пр.скв}} \geq I_{n0},$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (94)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

W_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (95)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ [15, с.155].

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [15, с.110].

На примере ПС Хандыга покажем выбор оборудования.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 11,69^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 25,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-220П-40/2500 с пружинным приводом типа ППрК.

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,69 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 3,69 \text{ кА}. \quad (96)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей I_{it} в любой момент КЗ t используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е. $\gamma_t = I_{\text{ит}}/I_{\text{п0}} = f(t)$, построенных для разных удаленностей точки КЗ. При этом электрическая удаленность точки КЗ от син-

хронной машины характеризуется отношением действующего значения периодической составляющей тока КЗ генератора в начальный момент КЗ к его номинальному току, т. е.

$$I_{п0ном} = \frac{I_{п0}}{I_{ном.ист}} \text{ о.е.}, \quad (97)$$

где $I_{ном.ист}$ – номинальный ток источника питающей ветви:

$$I_{ном.ист} = \frac{S_{ном.ист}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{625}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,64 \text{ кА}, \quad (98)$$

где $S_{ном.ист}$ – суммарная мощность ПС Хандыга.

$$I_{п0ном} = \frac{I_{п02}}{I_{ном.ист}} = \frac{4,04}{1,64} = 2,47 \text{ о.е.}$$

Согласно типовым кривым изменения периодической составляющей тока КЗ от генераторов [11, с.513] $\gamma_t = 0,9$.

Периодическая составляющая тока КЗ для момента времени $\tau = 0,045$ с равно:

$$I_{пт} = \gamma_t \cdot I_{п0} = 0,9 \cdot 11,69 = 10,52 \text{ кА}. \quad (99)$$

Определим номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 35 \cdot 40}{100} = 19,8 \text{ кА}.$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты выбора выключателя на ПС Хандыга сведены в следующей таблице:

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=220$ кВ	$U_{сет.ном}=220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=2500$ А	$I_{max}=230$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{пт}=10,52$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном}=19,8$ кА	$i_{ат}=3,69$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв} = 50$ кА	$I_{п0}=11,69$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин} = 127,5$ кА	$i_{уд} = 28,38$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 25,97$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

11.3 Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Выбор разъединителей проводится как и выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На ПС Хандыга выбираем разъединитель РГН-220/1000 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПДГ-9УХЛ1.

Таблица 19 – Каталожные и расчетные данные по выбору разъединителя РГН-220/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=220$ кВ	$U_{сет.ном}=220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000$ А	$I_{max}=230$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 28,38$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8$ кА ² ·с	$B_k = 25,97$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25$ кА ² ·с	$B_k = 25,97$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

11.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для

отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;

– току $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$;

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

– конструкции и классу точности;

– электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$;

– по термической стойкости: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$;

– вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (100)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Выбираем на ПС Хандыга элегазовый трансформатор тока TG245.

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 28,38 \text{ кА}, \quad (101)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \geq B_{\text{к}} = 25,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (102)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (103)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}. \quad (104)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Согласно [15, с.277] определяем вторичную нагрузку трансформатора тока.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр, варметр	СВ3020, СР3020	0,07 0,07	-	0,07 0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
Суммарная нагрузка	-	8,24	7,5	7,64

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом.}$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,12 - 0,05 = 0,63 \text{ Ом.} \quad (105)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot 100}{0,63} = 2,78 \text{ мм}^2. \quad (106)$$

Принимаем стандартное сечение 3 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,028 \cdot 100}{3} = 0,7 \text{ мм}^2. \quad (107)$$

Результаты выбора трансформатора тока сведены в таблице 21.

Таблица 21 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока TG245 на подстанции Хандыга

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=220$ кВ	$U_{сет.ном}=220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=500$ А	$I_{расч}=328$ А	$I_{ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=80$ кА	$i_{уд}=28,38$	$i_{а\grave{e}i} \geq i_{\acute{o}i}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500$ кА ² · с	$B_k = 25,97$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}=0,8$	$Z_2=0,75$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

11.5 Выбор трансформаторов напряжения на подстанции

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке :

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma},$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Выбираем емкостной трансформатор напряжения СРА-245. Согласно таблице [15, с.277] определяем вторичную нагрузку трансформатора напряжения:

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Тип	S, В·А	cosφ	sinφ	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Вольтметр регистрирующий	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр, ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ, РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0,38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ, РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0,38	0,925	5	75	183
$S_{2\Sigma}, В·А$	445,5						

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{254^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{ном}}=1000 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\Sigma}=445.5 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

11.6 Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности

Эти устройства предназначены для выполнения задачи обеспечения качества электрической энергии по напряжению путем поддержания заданных уровней напряжения в контрольных точках сети. В определенных случаях, особенно для межсистемных и системообразующих связей, при дальнем транспорте электроэнергии к этим устройствам предъявляются также требования в отношении обеспечения заданных пределов статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем, устойчивости нагрузки. Данные устройства по принципу действия делятся на статические и электромашинные.

К статическим устройствам относятся простейшие батареи статических компенсаторов (БСК) и шунтирующие реакторы (ШР), обеспечивающие ступенчатое регулирование реактивной мощности, управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК),

Шунтирующий реактор (ШР) - это статическое электромагнитное устройство, обладающее большой индуктивностью и очень малым активным сопротивлением. ШР применяют для повышения пропускной способности линий сверхвысокого напряжения, регулирования реактивной мощности и напряжения. Шунтирующие реакторы рассчитаны на напряжения 35— 750 кВ

и могут как присоединяться к линии рисунок 14, так и включаться на шины подстанции. Реактор потребляет реактивную мощность, которая в зоне линейности его электромагнитной характеристики зависит от напряжения:

$$Q_p = U^2 \cdot B_p, \quad (108)$$

где B_p — индуктивная проводимость реактора.

При расчете режимов для учета шунтирующего реактора вводится его индуктивная проводимость (положительный шунт).

$$B_p = \frac{Q_p}{U^2}, \quad (109)$$

Получаемая из паспортных данных реактора: номинальных значений реактивной мощности Q_p и напряжения $U_{ном}$.

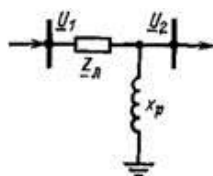


Рисунок 14 - Схема замещения реактора, включенного в линию

Используются нерегулируемые и регулируемые шунтирующие реакторы.

С точки зрения регулирования нерегулируемый реактор характеризуется лишь двумя дискретными состояниями: «включено» - при этом потребляется номинальная реактивная мощность $Q_{p,ном}$ или близкая к ней, «отключено» - при этом $Q_p=0$. При допустимых отклонениях напряжения на шинах высшего напряжения подстанции, к которым подключаются шунтирующие реакторы, потребляемая реактивная мощность Q_p изменяется в пределах $(0,8-1,1)Q_{p,ном}$.

Регулируемые или управляемые реакторы изменяют потребляемую реактивную мощность по сигналам управления, что более эффективно для регулирования напряжения и реактивной мощности. Управление реактором осуществляется в результате целенаправленного изменения его параметров с

помощью подмагничивания. Такое подмагничивание возможно для управления только реактором, имеющим магнитопровод из ферромагнитного материала.

Для нашей сети согласно режиму для снижения напряжения в сети 220 кВ до допустимого значения, выберем шунтирующий реактор мощностью 45 Мвар.

Находим индуктивную проводимость реактора:

$$B_p = \frac{45}{220^2} = 930 \text{ См}$$

Для программного комплекса RastrWin вносим значение индуктивной проводимости реактора, за счет чего будет осуществляться регулирование напряжения.

11.7 Выбор гибкой ошиновки на подстанции Хандыга

В РУ 110 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \tag{110}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q, \tag{111}$$

где q_{\min} – минимальное сечение проводника, которое при заданном токе КЗ обуславливает нагрев проводника до кратковременно допустимой температуры;

C – коэффициент, для алюминиевых проводов $C = 90$.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_k^{(3)} \geq 20$ кА. Так как рассчитанные токи трехфазного КЗ не превышают данного значения, то проверку на электродинамическое действие тока КЗ производить не будем.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, оказывающего вредное влияние на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (112)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_0 \cdot \log \left(\frac{D_{cp}}{r_0} \right)}, \quad (113)$$

где U_{BH} – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Расчетные токи продолжительного режима равны:

$$I_{норм} = 114,81 \text{ А}, \quad (114)$$

$$I_{max} = 2 \cdot I_{норм} = 2 \cdot 114,81 = 230 \text{ А}. \quad (115)$$

Принимаем сечение по допустимому току, и учитывая минимальное сечение для воздушных линий 220 кВ по условию короны согласно ПУЭ [10]: АС-300.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования в данном случае могла бы не проводиться, но учитывая, что на ОРУ 220 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях проведем проверочный расчет.

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 32 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность вокруг провода:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{ВН}}{n \cdot r_0 \cdot \log \left(\frac{D_{cp}}{r_0} \right)} = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 220}{3 \cdot 1,08 \cdot \log \left(\frac{504}{1,08} \right)} = 25,13 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$26,89 < 28,8$$

Таким образом провод АС-300 по условиям короны проходит. Принимаем данный провод для гибких шин.

12 Оценка грозоупорности ВЛ

12.1 Заземление ВЛ

Заземляющие устройства линии предназначены в основном для отвода в землю импульсных токов, возникающих при ударе в опору или трос, и снижения напряжения на изоляции линии при этом. Заземление характеризуется значением сопротивления, которое окружающая земля оказывает стекающему с него току. Сопротивление заземлителя зависит от его геометрических размеров и удельного сопротивления грунта ρ в котором он находится.

Сопротивление заземления для фундамента из четырех грибовидных подножников определяется по следующей формуле:

$$R_{\phi} = k_f \cdot \frac{\rho}{H_{\Pi}}, \quad (116)$$

где k_f – коэффициент формы, который определяется с учетом расстояния между осями подножников и геометрических размеров стойки и основания подножника [12], $k_f=0,1$;

H_{Π} – высота подножника;

ρ – удельное сопротивление грунта $\rho_{\text{изм}}=500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (таблица 1).

$$R_{\phi} = k_f \cdot \frac{\rho}{H_{\Pi}} = 0,1 \cdot \frac{500}{3,4} = 14,71 \text{ Ом}.$$

Сопротивление заземления комбинированного заземлителя (фундамент и лучи) рассчитывается по формуле:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\phi} \cdot R_{\text{л}}}{R_{\phi} + R_{\text{л}}} \cdot \frac{1}{k_{\text{ис}}}, \quad (117)$$

где $k_{\text{ис}}$ - коэффициент использования, равный 0,9; $R_{\text{л}}$ - сопротивление заземления лучей, рассчитывающееся по формуле:

$$R_{\text{л}} = \rho \cdot \frac{k_{\text{под}}}{l_{\text{л}}}, \quad (118)$$

где l_l – длина лучей, $l_l=10$ м [12, п.15];

$k_{\text{под}}$ – коэффициент подобия, $k_{\text{под}}=0,595$ [12, п.15].

$$R_l = \rho \cdot \frac{k_{\text{под}}}{l_l} = 500 \cdot \frac{0,595}{10} = 29,75 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\phi} \cdot R_l}{R_{\phi} + R_l} \cdot \frac{1}{k_{\text{ис}}} = \frac{14,71 \cdot 29,75}{14,71 + 29,75} \cdot \frac{1}{0,9} = 10,94 \text{ Ом}.$$

При стекании тока молнии происходит изменение значения сопротивления заземления по сравнению с измеренным на частоте 50 Гц вследствие нелинейности удельного сопротивления грунта при импульсном воздействии, процесса искрообразования при стекании тока.

Пробивная напряженность грунта:

$$E_{\text{пр}} = 6,9 \cdot \lg \rho - 0,6(\lg \rho)^2 - 3,4 = 6,9 \cdot \lg 500 - 0,6(\lg 500)^2 - 3,4 = 10,85 \text{ кВ/см} \quad (119)$$

Расчету сопротивления заземления с учетом искрообразования предшествует определение критического значения стекающего с заземлителя тока, при котором начинается процесс искрообразования. Для этого рассчитываются критерийные параметры Π_1 и Π_2 для стационарного значения сопротивления заземления по формулам:

$$\Pi_1 = \frac{R \cdot S}{\rho} = \frac{10,94 \cdot 13}{500} = 0,284, \quad (120)$$

$$\Pi_2 = e^{\left(\frac{\ln \frac{0,256}{\Pi_1}}{0,354} \right)} = e^{\left(\frac{\ln \frac{0,256}{0,284}}{0,354} \right)} = 0,74. \quad (121)$$

С использованием полученного параметра Π_2 критическое значение тока $I_{\text{иск}}$ определяется по формуле:

$$I_{иск} = \frac{\Pi_2 \cdot S^2 \cdot E_{пр}}{\rho} = \frac{0,74 \cdot 13^2 \cdot 10,85}{500} = 2,73 \text{ кА.} \quad (122)$$

Ток через опоры больше $I_{иск}$, расчет импульсного сопротивления заземления ведется следующим образом:

– рассчитывается значение критериального параметра Π_2 по формуле:

$$\Pi_2 = \frac{I \cdot \rho}{S^2 \cdot E_{пр}}, \quad (123)$$

где I – среднее значение амплитуды тока молнии:

$$I = 20 + 0,32(h_{оп} - 20) = 20 + 0,32(36 - 20) = 25 \text{ кА}$$

$$\Pi_2 = \frac{I \cdot \rho}{S^2 \cdot E_{пр}} = \frac{25 \cdot 500}{S^2 \cdot 10,85} = 6,85$$

Определяется соответствующее значение Π_1 :

$$\Pi_1 = 0,256 \cdot \Pi_2^{-0,354} = 0,256 \cdot \Pi_2^{-0,354} = 0,048. \quad (124)$$

Импульсное сопротивление заземления определяется по формуле:

$$R_{и} = \frac{\Pi_1 \cdot \rho}{S} = \frac{0,048 \cdot 500}{13} = 2 \text{ Ом.} \quad (125)$$

Число отключений ВЛ при обратных перекрытиях с опоры на провод.

Средняя высота подвеса троса над землей определяется по формуле:

$$h_{ср} = h_{тр} - \frac{2}{3} \cdot f_{тр}, \quad (126)$$

где $f_{тр}$ – стрела провеса троса.

При $h_{тр-пр} > h_{тр} - h_{пр}^B$:

$$f_{тр} = h_{тр} - h_r - (h_{пр}^B - h_{пр}^H) - h_{тр-пр}, \quad (127)$$

где $h_{тр}$ – высота подвеса троса, $h_{тр} = 36$, [20, с.784];

h_r – наименьшее расстояние от проводов ВЛ до поверхности земли в ненаселенной и труднодоступной местности, $h_a = 7$ [10, р. 2];

$h_{пр}^B, h_{пр}^H$ – высота подвеса верхнего и нижнего проводов на опоре, $h_{пр}^B = 32$, $h_{пр}^H = 25,5$ [20, с.784];

$h_{тр-пр}$ – расстояние между тросом и проводом в середине пролета. $h_{тр-пр} = 6,7$ м [10, р. 2].

$$f_{тр} = h_{тр} - h_r - (h_{пр}^B - h_{пр}^H) - h_{тр-пр} = 36 - 7 - (32 - 25,5) - 6,7 = 15,8 \text{ м};$$

$$h_{ср} = h_{тр} - \frac{2}{3} \cdot f_{тр} = 36 - \frac{2}{3} \cdot 15,8 = 25,47 \text{ м}.$$

Плотность разрядов молнии на землю равна:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{г.ч.}, \quad (128)$$

где $N_{г.ч.}$ – число грозových часов в год, $N_{г.ч.} = 20$ ч. (таблица 1).

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{г.ч.} = 0,05 \cdot 29 = 1.$$

Число ударов молнии на 100 км длины ВЛ рассчитывается по формулам:

$$N = 0,15 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{тр-тр}}{2} + h_{ср} + 90 \right), \quad (129)$$

где $d_{тр-тр}$ – расстояние между тросами, для ВЛ с одним тросом $d_{тр-тр} = 0$;

$$N = 0,15 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{тр-тр}}{2} + h_{ср} + 90 \right) = 0,15 \cdot 1 \cdot (25,47 + 90) = 17.$$

Число ударов молнии на 10,21 км длины ВЛ равно $N = 1,74$

Число ударов в опору:

$$N_{\text{оп}} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{I_{\text{проп}}} = 4 \cdot 17 \cdot \frac{36}{360} = 7. \quad (130)$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в опору можно определить по значению критического тока:

$$I_{\text{кр}} = \frac{U_{50\%}}{R_{\text{и}} + \delta \cdot h_{\text{оп}}}, \quad (131)$$

где $U_{50\%}$ – пятидесяти процентное импульсное разрядное напряжение, для полимерного изолятора ЛК 70/220-2 УХЛ1 исходя из технических характеристик $U_{50\%} = 1000$ кВ;

$\delta = 0,3$ для линий с одним тросом [20, с.311];

$h_{\text{и}} –$ высота опоры, $h_{\text{и}} = 36\text{м}$ [20, с.784].

$$I_{\text{кр}} = \frac{U_{50\%}}{R_{\text{и}} + \delta \cdot h_{\text{оп}}} = \frac{1000}{10 + 0,3 \cdot 36} = 48,08 \text{ кА}.$$

Вероятность того что амплитуда тока молнии при одном ударе молнии превысит заданное значение $I_{\text{кр}}$ равно:

$$P_{\text{оп}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}} = e^{-0,04 \cdot 48,08} = 0,146. \quad (132)$$

Ожидаемое удельное число грозových отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударах молнии в опору определяется по формуле

$$n_{\text{оп}} = 4 \cdot N_{\text{оп}} \cdot P_{\text{оп}} \cdot \eta \cdot (1 - P_{\text{АПВ}}), \quad (133)$$

где $P_{\text{АПВ}} –$ вероятность успешной работы АПВ, для ВЛ 220 кВ $P_{\text{АПВ}} = 0,75$;

$\eta –$ коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты, определяется по формуле:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{I_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-3}, \quad (134)$$

где $I_{\text{разр}}$ - длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, $I_{\text{разр}} = 1,85$ м (каталожные данные ЛК 70/220-2 УХЛ1);

U - наибольшее длительно допустимое линейное напряжение, $U = 252$ кВ.

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{I_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-3} = \left(0,92 \cdot \frac{252}{1,85} - 6 \right) \cdot 10^{-3} = 1,19,$$

так как $\eta > 0,9$ то принимаем $\eta = 0,9$.

$$n_{\text{оп}} = N_{\text{оп}} \cdot P_{\text{оп}} \cdot \eta \cdot (1 - P_{\text{АПВ}}) = 7 \cdot 0,146 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,75) = 0,007$$

12.2 Число отключений при ударе молнии в трос в середине пролета

Отключение ВЛ при грозовом поражении в середине пролета возможно из-за перекрытия изоляции на опорах, ограничивающий пораженный пролет, так как выбор воздушного промежутка трос-провод в соответствии с требованиями ПУЭ исключает его перекрытия при ударах молнии в середину пролета.

Собственное волновое сопротивление троса:

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{\text{ср}}}{r_{\text{тр}}} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 25,47}{0,006} = 548,01 \text{ Ом}. \quad (135)$$

Взаимное волновое сопротивление троса относительно провода:

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{d_{12'}}{d_{12}}, \quad (136)$$

где $d_{12'}$ - расстояние между проводом и зеркальным отражением троса относительно земли $d_{12'} = 68$ м [20, с. 784];

d_{12} - расстояние между тросом и верхним проводом, $d_{12} = 5,3$ м [20, с.784].

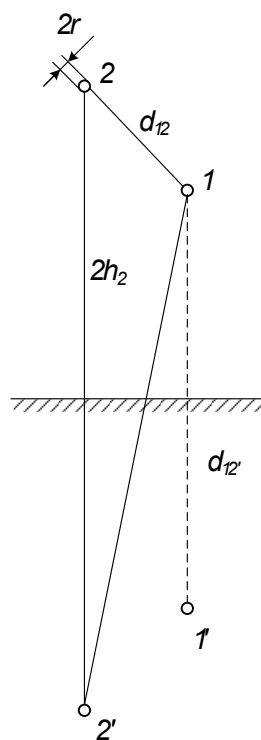


Рисунок 15 – К расчету волновых сопротивлений проводов и тросов

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{d_{12'}}{d_{12}} = 60 \cdot \ln \frac{68}{5,3} = 153,11 \text{ Ом.}$$

Волновое сопротивление троса, рассчитанное по геометрическим параметрам линии :

$$Z_{\text{тр.г}} = \frac{Z_{11} \cdot Z_{12}}{2} = \frac{548,01 \cdot 153,11}{2} = 350,45 \text{ Ом.} \quad (137)$$

Волновое сопротивление коронирующей линии:

$$Z_{\text{тр.к}} = Z_{\text{тр.г}} \cdot \beta, \quad (138)$$

где β – коэффициент затухания электромагнитной волны:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{\text{тр}} \cdot E_{\text{ср}}}{U}}{\ln \frac{2 \cdot h_{\text{тр}}}{r}}}, \quad (139)$$

где $E_{\text{ср}}$ – средняя напряженность электрического поля на границе чехла короны

$$E_{\text{ср}} = 21 \text{ кВ/см.}$$

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{\text{тр}} \cdot E_{\text{ср}}}{U}}{\ln \frac{2 \cdot h_{\text{тр}}}{r}}} = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 3600 \cdot 21}{252}}{\ln \frac{2 \cdot 3600}{0,55}}} = 0,93;$$

$$Z_{\text{тр.к}} = Z_{\text{тр.г}} \cdot \beta = 350,56 \cdot 0,93 = 326,45 \text{ Ом.}$$

Геометрический коэффициент связи провода с тросом рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{г}} = \frac{Z_{12}}{Z_{11}} = \frac{153,11}{339,59} = 0,28; \quad (140)$$

$$K_{\text{к}} = K_{\text{г}} \cdot \frac{Z_{\text{тр.г}}}{Z_{\text{тр.к}}} = 0,28 \cdot \frac{350,56}{326,45} = 0,3. \quad (141)$$

Критическая крутизна фронта тока молнии, при котором происходит перекрытие изоляции:

$$a_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot E_{\text{расч.ср}} \cdot \Delta h \cdot v}{Z_{\text{тр.к}} \cdot (1 - K_{\text{к}}) \cdot I_{\text{прол}}}, \quad (142)$$

где $E_{\text{расч.ср}}$ – средний разрядный градиент промежутка трос – провод, $E_{\text{расч.ср}} = 750 \text{ кВ/м}$;

v – скорость распространения волны, $v = 250 \text{ м/мкс}$;

Δh – расстояние между тросом и проводом в середине пролета, $\Delta h = 4 \text{ м}$:

$$a_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot E_{\text{расч.ср}} \cdot \Delta h \cdot v}{Z_{\text{тр.к}} \cdot (1 - K_{\text{к}}) \cdot I_{\text{прол}}} = \frac{2 \cdot 750 \cdot 4 \cdot 250}{326,45 \cdot (1 - 0,3) \cdot 360} = 18,23 \text{ кА / мкс.}$$

Ожидаемое удельное число грозовых отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос в середине пролета рассчитывается по формуле:

$$n_{\text{тр}} = N_{\text{тр}} \cdot P_{\text{тр}} \cdot \eta, \quad (143)$$

где $N_{тр}$ – число ударов молнии в трос в середине пролета на 100 км;

$P_{тр}$ – вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в трос, определяемая по формуле:

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot a_{кр}} = e^{-0,08 \cdot 46,36} = 0,23. \quad (144)$$

$$N_{тр} = N \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot h_{тр}}{l_{прол}}\right) = 1,74 \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot 36}{360}\right) = 1,04;$$

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta = 1,04 \cdot 0,23 \cdot 0,9 = 0,22.$$

Число отключений при обратных перекрытиях с троса на провод.

По мере удаления точки удара молнии в трос от опоры вероятность перекрытия линейного изолятора снижается, но возрастает вероятность перекрытия воздушного промежутка вблизи точки удара.

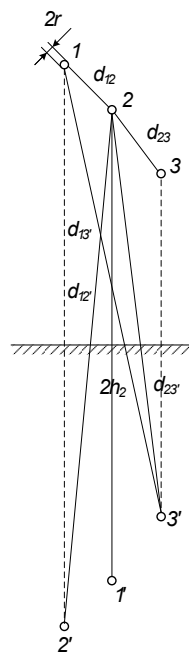


Рисунок 16 – К расчету волновых сопротивлений проводов и тросов

Взаимное сопротивление троса относительно провода другой фазы, определяемое по формуле:

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \frac{d_{13'}}{d_{13}}, \quad (145)$$

где $d_{13'}$ – расстояние между тросом и зеркальным отражением нижнего провода

относительно земли, $d_{13'} = 61,8$;

d_{13} – расстояние между тросом и нижним проводом, определяемое конструкцией опоры, $d_{13} = 12,14$ м.

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \frac{d_{13'}}{d_{13}} = 60 \cdot \ln \frac{61,8}{12,14} = 97,64 \text{ Ом}.$$

Волновое сопротивление коронирующего провода:

$$Z_{\text{пр.г}} = \frac{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}}{3} = \frac{548,01 + 153,11 + 97,64}{3} = 266,25 \text{ Ом}; \quad (146)$$

$$Z_{\text{пр.к}} = Z_{\text{пр.г}} \cdot \beta = 266,25 \cdot 0,93 = 247,94 \text{ Ом}.$$

Число прорывов молнии:

$$N_{\text{пр}} = N \cdot P_{\alpha}, \quad (147)$$

где P_{α} – вероятность прорыва молнии на провода при положительных углах защиты троса, определяется по эмпирической формуле:

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D} \left(3,2 \cdot \frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{пр}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)}, \quad (148)$$

где D определяем по формуле:

$$D = 1 + U_{\text{ном}} \cdot \frac{h_{\text{пр}}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{\text{дл.доп}}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}}} \right)^3 = 1 + 220 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{36}{4} \times$$

$$\times \left(\frac{(252 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 117}{4 \cdot 3,5 \cdot \ln \frac{2 \cdot 25,5}{0,012}} \right) = 1; \quad (149)$$

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D} \left(3,2 \cdot \frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{пр}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)} = e^{3,2 \cdot \frac{0,55}{4} \cdot \sqrt{41,19 \cdot 36 \cdot 3,5} - 9} = 0,89;$$

$$N_{\text{пр}} = N \cdot P_{\alpha} = 1,74 \cdot 0,51 = 0,89$$

Крутизна тока молнии, определяемая по формуле:

$$I_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{\text{пр.к}}} = \frac{2 \cdot 1000}{247,94} = 8,07 \text{ кА}. \quad (150)$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в провод, определяемая по формуле:

$$P_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}} = e^{-0,08 \cdot 8,066} = 0,72. \quad (151)$$

Удельное число грозовых отключений (на 100 км линии) при ударе молнии в провод:

$$n_{\text{пр}} = N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta = 0,89 \cdot 0,72 \cdot 0,9 = 0,58. \quad (152)$$

Суммарное число грозовых отключений в год равно:

$$n_{\Sigma} = n_{\text{оп}} + n_{\text{тр}} + n_{\text{пр}} = 0,007 + 0,21 + 0,58 = 0,81 \quad (153)$$

Приближенная оценка числа лет безаварийной работы τ равно:

$$\tau = \frac{1}{n_{\Sigma}} = \frac{1}{0,81} = 1,23. \quad (154)$$

13 Молниезащита подстанций

Надежность защиты электрических станций и подстанций от грозовых перенапряжений должна быть значительно выше надежности грозозащиты линий электропередачи. Это определяется значительно большим ущербом от грозовых

перенапряжений на подстанциях, чем на линиях. Внутренняя изоляция силовых трансформаторов и другого подстанционного оборудования имеет меньшие запасы электрической прочности по сравнению с изоляцией линии и не обладает свойством самовосстановления после погасания дуги грозового перекрытия.

Защита оборудования подстанций от прямых ударов молнии обеспечивается стержневыми молниеотводами. Кроме того, необходима защита от волн, возникающих на отходящих от подстанции линиях при ударах молнии в провода или опоры этих линий.

Защита от набегающих волн основана на выборе ОПН или разрядников с подходящими защитными характеристиками, выборе их числа и места установки, а также усилении защиты подходов линий для снижения числа набегающих волн с большой крутизной напряжения на фронте.

13.1 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}; \quad (155)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м} \quad (156)$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельный молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (157)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Определим для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$r_{cr12} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h) = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \times \\ \times (44,7 - 30) = 28,87 \text{ м.} \quad (158)$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{м-м} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{лп}}{h_{cr12}} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}}\right) = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5}\right) = 11,01 \text{ м} \quad (159)$$

Радиус зоны защиты на уровне шинного портала равен 17,74 м.

Параметры молниезащиты от прямых ударов молнии распредустройства представлены в следующей таблице:

Таблица 24 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты h_{cr} , м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли r_{ci} , м	
		Линейный портал	Шинный портал
1-2	22,87	8,69	16,19
2-3	20,29	5,83	14,29
3-4	21,31	7,04	15,1
4-5	23,42	9,22	16,55
5-6	19,16	4,18	12,81
6-1	22,65	8,17	15,47

13.2 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков.

На ОРУ 220 кВ установлен вентильный разрядник РВМГ-220М. Заменяем данный разрядник на ОПН-220/800/146-10-III-УХЛ1. Параметры ограничителей перенапряжения приведем в следующей таблице:

Таблица 25 – Параметры ограничителей перенапряжения

Параметры разрядников	РВМГ-220М	ОПНп-220/800/146-10-III-УХЛ1
Номинальное напряжение сети, кВ	220	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	198	176
Номинальный разрядный ток, кА	5	10
Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока 8/20 мкс, кВ, не более:		
с амплитудой 3000 А	475	-
с амплитудой 5000 А	525	512
с амплитудой 10000 А	570	554

Так как наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение у ОПН меньше чем у вентильного разрядника, то необходимо проверить ОПН по данной характеристике.

Наибольшее допустимое напряжение $U_{\text{нр}}$ на подстанциях в нормальном режиме равно:

$$U_{\text{рн}} = \frac{1,15}{\sqrt{3}} \cdot 220 = 146 \text{ кВ}, \quad (160)$$

Поскольку аппарат установлен в присоединении трансформатора (на подстанции), то наибольшее действующее значение напряжения, которое может быть приложено между выводами ограничителя равно: $U_{\text{рнр}} = U_{\text{нр}} = 146 \text{ кВ}$, что не превышает каталожного значения $U_{\text{рнр}}$ ОПН.

Допускается установка ограничителей на место заменяемых разрядников, если значения остающихся напряжений ограничителей при токе 10 кА от-

личается не более, чем на 15% от соответствующих параметров разрядников. Для данных ограничителей отличие составляет: 2,8%.

Необходимо проверить по условию взрывобезопасности, т.е. при выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА в электрических сетях 110-750 кВ его значение должно быть на 15-20% больше значения тока (однофазного или трехфазного) к.з. в месте установки ограничителя. Ток трехфазного КЗ на подстанции Хандыга составляет 11,69 кА, что меньше на 29%, по сравнению с током взрывобезопасности ОПН, который равен 40 кА.

Исходя из полученных результатов, принимаем к установке ограничитель перенапряжения ОПН-П1-220/154/10/2УХЛ1.

13.3 Защита подстанции от волн, набегающих с линии электропередачи

Уровень изоляции подстанционного оборудования устанавливается ниже уровня изоляции линии. Поэтому импульсы напряжения образующихся при ударах молнии в линию представляют опасность для подстанционного электрооборудования.

Защита изоляции оборудования РУ от набегающих по ВЛ грозовых волн основана на защите подходов воздушных линий к распределительному устройству, на определенной длине, при которой обеспечивается достаточное сглаживание фронта набегающих волн.

На линиях, выполненных на металлических опорах, защищенный подход выполняется снижением сопротивления заземления опор и уменьшения углов защиты тросов. Целью этих мероприятий является уменьшение вероятностей прорыва молнии через тросовую защиту и обратных перекрытий при ударах в опоры в пределах защищенного подхода к подстанции.

Для изоляции силовых трансформаторов допустимое напряжение рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}), \quad (161)$$

где $U_{п.и}$ – испытательное напряжение при полном импульсе для внутренней изоляции при испытании без возбуждения, $U_{п.и} = 750$ [1, с.278];

$U_{ном}$ – действующее значение линейного номинального напряжения.

$$U_{доп} = 1,1 \cdot (U_{п.и} - 0,5 \cdot U_{ном}) = 1,1 \cdot (750 - 0,5 \cdot 220) = 704 \text{ кВ.}$$

Допустимое значение крутизны для внутренней и внешней изоляции трансформатора определяется из выражения:

$$U_{доп} = U_{ост} + \frac{2 \cdot a_{доп} \cdot l}{300}, \quad (162)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН, $U_{ост} = 554$;

l – расстояние от ОПН до трансформатора, $l = 9$ м.

$$a_{доп} = \frac{300 \cdot (U_{доп} - U_{ост})}{2 \cdot l} = \frac{300 \cdot (704 - 554)}{2 \cdot 9} = 475 \text{ кВ/мкс.} \quad (163)$$

Длина защищенного подхода, рассчитывается по соотношению:

$$l_{з.п} = \frac{U_{50\%}}{a_{доп} \cdot \Delta\tau}, \quad (164)$$

где $\Delta\tau$ – величина определяющая удлинение фронта набегающего импульса за счет его деформации под действием импульсной короны:

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{пр.ср}} \right) \cdot \frac{1}{k}, \quad (165)$$

где $h_{пр.ср}$ – средняя высота подвеса провода, согласно произведенным выше

вычислениям $h_{пр.ср} = 19,97$ м;

k – коэффициент, учитывающий влияние расщепления фазы ВЛ, $\Delta\tau = 1$ при одном проводе в фазе.

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k} = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot 1000}{19,97} \right) = 0,9 \text{ мкс/км.}$$

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau} = \frac{1000}{475 \cdot 0,9} = 2,34 \text{ км.}$$

14 Оценка надежности сети после перевода на напряжение 220 кВ

Под надежностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления $t_{\text{в}}$, ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{\text{нед}}$, МВт·ч.

Надежность электрической сети после реконструкции определяется расчетом надежности электроснабжения подстанции Хандыга. Перед расчетом надежности участка сети предварительно составляется расчетная схема заме-

щения с точки зрения надежности, которая может отличаться от принципиальной электрической схемы:

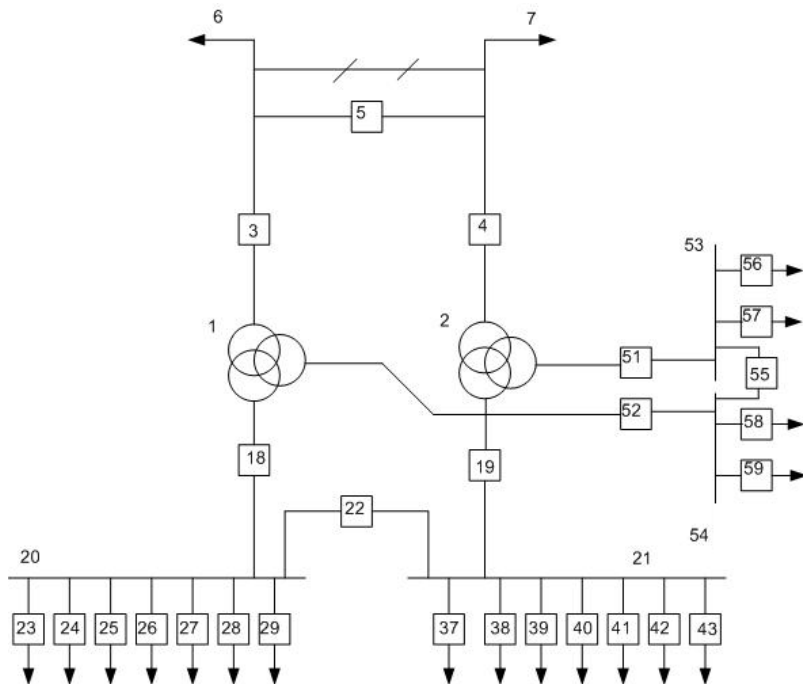


Рисунок 17 – Расчетная схема для оценки надежности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности [20, с.268]:

- параметр потока отказов, ω ;
- среднее время восстановления, t_B ;
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{пл}$.

Таблица 26 – Показатели надежности элементов

Элемент	U _{НОМ} , кВ	ω , 1/год	T _В , ч	μ , 1/год	T _Р , ч
Трансформаторы		0.025	60	1	30
Сборные шины	220	0.013	5	0.166	5
	110	0.020	7	0.166	4
	6	0,030	7	0,166	5
ВЛ одноцепная	220	0.34	14,3	2.8	17
	110	0.65	9	2.1	16
	6	7,64	5	0,17	-
Выключатели	220	0.02	55	0.2	122,2
	110	0.02	40	0.2	29,4
	6	0,009	20	0,14	10

Разъединители	220	0.01	7	0.166	12,8
	110	0.01	6	0.166	5.5
	6	0,01	7	0,166	3,7

Таблица 27 - Относительная частота отказов выключателей

Элемент	U _{НОМ} , кВ	a _{оп}	a _к
Выключатель	220	0.004	0.006
	110	0.005	0.012
	6	0,003	0,002

Для выключателя ВГТ-220П-40/2500 дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, $\alpha_{кз} = 0,002$;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях, $\alpha_{\text{п}} = 0,002$;
- коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{\text{АПВ}} = 1/10$;
- число оперативных переключений, $N_{\text{оп}}$;
- длительность оперативных переключений, $T_{\text{оп}}$.

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{8760} \quad (166)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

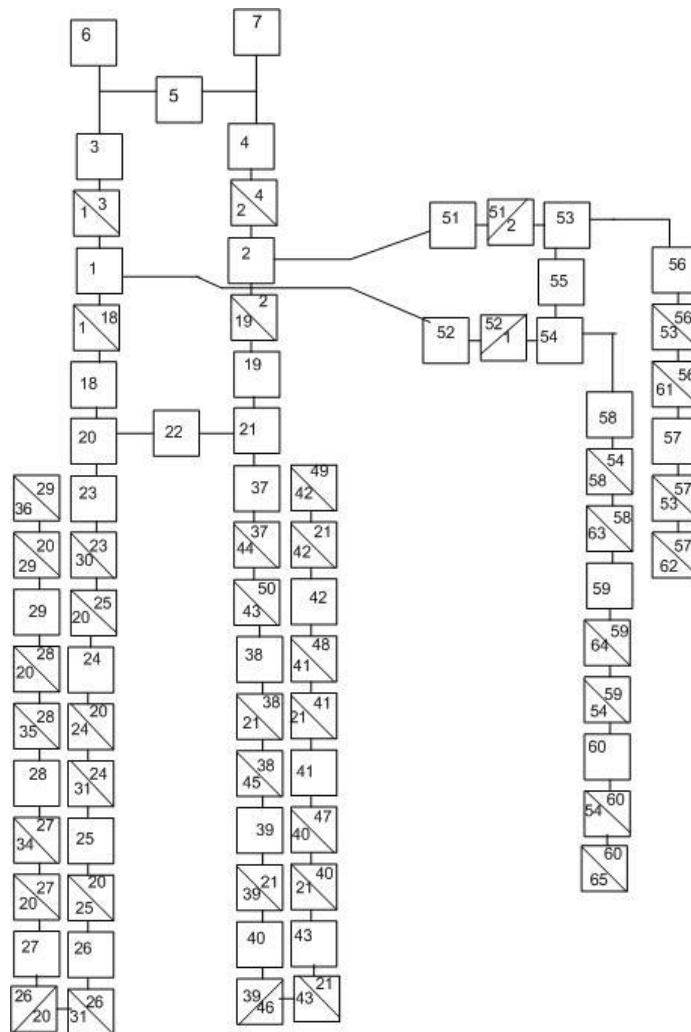


Рисунок 18 – Расчетная схема для оценки надежности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗиА, поэтому для оценки надежности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_e = \omega_{e.cm} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} + \alpha_{он} \cdot N_{он}, \quad (167)$$

где $\omega_{в.ст}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{в.ст} = \omega_{в} + 2\omega_{р}; \quad (168)$$

α – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ, $\alpha = 1$ если АПВ есть, $\alpha = 0$, если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$ – параметр потока отказов элемента присоединенного к выключателю i -

го смежного элемента;

$\alpha_{оп} \cdot N_{оп}$ – частота отказов при оперативных переключениях.

Параметр потока отказов для первого выключателя равен:

$$\omega_{в.ст} = \omega_{в} + 2\omega_{р} = 0,004 + 2 \cdot 0,01 = 0,024, \quad (169)$$

$$\begin{aligned} \omega_1 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) + q_{дист.з} (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) \right) + \\ + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,024 + 0,002 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) + 1,3 \cdot 10^{-3} (0,078 + \right. \\ \left. 0,091 + 0,088) \right) + 0,002 \cdot 12 = 0,049. \end{aligned}$$

Для выключателя:

$$\begin{aligned} \omega_8 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) + q_{дист.з} (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) \right) + \\ + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_{ат} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,024 + 0,002 \cdot \left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) + \\ + 1,3 \cdot 10^{-3} (0,078 + 0,091 + 0,088) + 0,025 \cdot (0,0013 + 0,003) + 0,002 \cdot 12 = 0,049, \end{aligned}$$

где $q_{дист.з}$, $q_{диф.з}$, $q_{г.з}$ – вероятности отказа дистанционной, дифференциальной и газовых защит.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_{в} = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{р} \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.и} \cdot t_{в.и} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп}. \quad (170)$$

Для 1 выключателя определим:

$$\begin{aligned} q_1 = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{р} \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot (\omega_{л3} \cdot t_{в.л} + \omega_{л4} \cdot t_{в.л} + \omega_{л6} \cdot t_{в.л}) \times \\ \times q_{дист.з} (\omega_{л3} \cdot t_{в.л} + \omega_{л4} \cdot t_{в.л} + \omega_{л6} \cdot t_{в.л}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} = 0,004 \cdot 1,26 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \times \\ \times 1,26 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot \left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) \cdot 1,63 \cdot 10^{-3} + 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot (0,078 + \\ + 0,091 + 0,088) \cdot 1,63 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot 12 \cdot 4 \cdot 10^{-4} = 4,065 \cdot 10^{-5}. \end{aligned}$$

Эквивалентирова схему замещения получаем:

$$\omega_{16} = \omega_1 + \omega_3 = 0,049 + 0,078 = 0,127,$$

$$\omega_{17} = \omega_2 + \omega_4 = 0,049 + 0,091 = 0,14,$$

$$\omega_{18} = \omega_5 + \omega_7 + \omega_{10} = 0,048 + 0,171 + 0,048 = 0,27,$$

$$\omega_{19} = \omega_6 + \omega_8 = 0,088 + 0,049 = 0,137,$$

$$\omega_{20} = \omega_{12} + \omega_{14} = 0,013 + 0,025 = 0,038,$$

$$q_{16} = q_1 + q_3 = 4,07 \cdot 10^{-5} + 1,27 \cdot 10^{-4} = 1,68 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{17} = q_2 + q_4 = 4,07 \cdot 10^{-5} + 1,49 \cdot 10^{-4} = 1,89 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{18} = q_5 + q_7 + q_{10} = 4,03 \cdot 10^{-5} + 2,79 \cdot 10^{-4} + 4,03 \cdot 10^{-5} = 3,6 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{19} = q_6 + q_8 = 1,44 \cdot 10^{-4} + 4,07 \cdot 10^{-4} = 1,84 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{20} = q_{12} + q_{14} = 7,42 \cdot 10^{-6} + 1,71 \cdot 10^{-4} = 1,79 \cdot 10^{-4}$$

$$\begin{aligned} \omega_{21} &= \omega_{16} \cdot q_{17} + \omega_{17} \cdot q_{16} + \omega_{19} = 0,127 \cdot 1,89 \cdot 10^{-4} + 0,14 \cdot 1,68 \cdot 10^{-4} + 0,137 = \\ &= 0,137 \end{aligned}$$

$$q_{21} = q_{17} \cdot q_{16} + q_{19} = 1,89 \cdot 10^{-4} \cdot 1,68 \cdot 10^{-4} + 1,84 \cdot 10^{-4} = 1,84 \cdot 10^{-4}$$

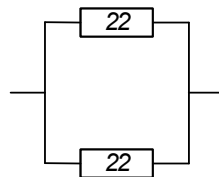


Рисунок 19 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\begin{aligned} \omega_{22} &= \omega_{18} \cdot q_{21} + \omega_{21} \cdot q_{18} + \omega_{20} = 0,268 \cdot 1,84 \cdot 10^{-4} + 0,137 \cdot 3,6 \cdot 10^{-4} + 0,038 = \\ &= 0,038 \end{aligned}$$

$$q_{22} = q_{18} \cdot q_{21} + q_{20} = 3,6 \cdot 10^{-4} \cdot 1,84 \cdot 10^{-4} + 1,79 \cdot 10^{-4} = 1,79 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потока отказов системы:

$$\omega_c = 2 \cdot \omega_{22} \cdot q_{22} = 2 \cdot 0,038 \cdot 1,787 \cdot 10^{-4} = 1,36 \cdot 10^{-5}, \quad (171)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = q_{22}^2 = 3,194 \cdot 10^{-8} \quad (172)$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{bc} = \frac{q_c}{\omega_c} = \frac{3,194 \cdot 10^{-8}}{1,36 \cdot 10^{-5}} = 20,55 \text{ ч.} \quad (173)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P \cdot p(P) \cdot T = 140 \cdot 10^3 \cdot 3,194 \cdot 10^{-8} \cdot 8760 = 33 \text{ МВт}\cdot\text{ч.} \quad (174)$$

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} \quad (175)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} \quad (176)$$

Таблица 27 – Показатели надежности рассматриваемой схемы

Параметр	q_c	ω_c	T_c , год	T_p , год	t_{bc} , ч
Значения	0,003194	1,36	0,735	0,077	20,55

15 Релейная защита

15.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении элек-

трических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют

высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны.

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

15.2 Устройства защиты для ВЛ 220 кВ

1. Характеристики современных устройств защиты фирмы ALSTOM.

Дистанционная защита MiCOM P433 - P439 фирмы ALSTOM имеет 6 ступеней. Устройство имеет также четырехступенчатую защиту от замыканий на землю и четырехступенчатую токовую защиту обратной последовательности. Они могут быть выполнены направленными.

Устройство дистанционной защиты MiCOM P433-P435 работает при междуфазных коротких замыканиях и при замыканиях на землю и имеет 6 ступеней. В состав защиты входят четырехступенчатые защиты от замыканий на землю и междуфазных коротких замыканий.

Для того чтобы обеспечить селективную защиту с небольшими выдержками времени, особенно на коротких линиях, необходимо применить четырехступенчатую защиту, уставки которой выбираются следующим образом: 1 ступень отстраивается от КЗ в конце линии, 2 ступень согласовывается с первой ступенью параллельной линии в каскаде и первой ступенью смежной линии. 3 ступень согласовывается со вторыми ступенями этих ВЛ. При согласовании защит со смежной линией, учитывается режим одна с двумя: на первом участке – 1 ВЛ на втором участке – 2, что существенно загрубляет защиту. Эти три ступени защищают линию, а 4 ступень резервирует смежный участок. Имеющуюся пятая ступень направлена к шинам и может обеспечить защиту шин или резервирование смежных участков линии. При согласовании защит по времени учи-

тывается время действия УРОВ, что увеличивает выдержки времени согласуемых защит на время действия УРОВ. При выборе уставок защиты они должны быть отстроены от суммарной нагрузки двух линий, так как одна из параллельных ВЛ может отключиться в любой момент, и вся нагрузка будет подключена к одной ВЛ. Кроме этого, возможен наброс нагрузки на линию при размыкании транзита в удаленной точке, или отключении генерации.

2. Устройства защиты фирмы GE.

Предлагаются 2 дистанционных защиты: более простая D30 и D60. Защита D30 имеет 3 ступени а D60 - 4 ступени дистанционной защиты от междуфазных замыканий и замыканий на землю.

Обе защиты имеют дополнительно 4 ступени направленной токовой защиты по фазному току, току обратной и нулевой последовательности. Имеется блокировка при качаниях и АПВ. Защита может иметь круговую, эллиптическую или прямоугольную характеристику. Защита может ускоряться с использованием стандартной ВЧ аппаратуры, например: ПВЗ или АКПА.

3. Устройства фирмы АВВ

Для линий 110-220В предлагаются устройства защиты типа REL 500. Аппаратура АВВ отличается значительным объемом функций, которые в принципе не уместятся в устройстве. Поэтому необходимые функции определяются при заказе. Предоставляется широкие возможности по разработке логики защиты (ранжированию). REL 521 является более совершенной модификацией защиты REL 511 с примерно одинаковым набором функций, но расширенными возможностями. Защиты включают:

- дистанционную защиту от всех видов замыканий с общим критерием повреждения и пятью независимыми ступенями для отключения многофазных замыканий и замыканий на землю;
- четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности для отключения замыканий на землю;
- библиотеку дополнительных базовых функций защиты, автоматики, блокировок и конфигурируемых логических схем ;

- наличие функции определения места повреждения;
- набор функций управления.
- возможность заказа дополнительных функций, (в том числе функций АПВ и контроля синхронизма для схем с двумя выключателями, УРОВ)

4. Защиты фирмы SIEMENS.

Дистанционные защиты 7SA511, 513 имеют 5 ступеней дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю с прямоугольными характеристиками срабатывания. Устройство 7SA513 реализует различные дополнительные функции, обычно требуемые для выполнения защиты и автоматики присоединения (ступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ и замыканий на землю, АПВ, ОМП, защита от перенапряжения и т. д.). интегрированная функция определения места повреждения на линии электропередачи. Имеется:

- компенсация токов параллельной линии при выполнении дистанционных измерительных органов и определении расстояния до места повреждения, логика приема/передачи телесигналов по каналу связи (нормально-присутствующих / отсутствующих, блокирующих / разрешающих);

- блокировка от качаний и/или отключение электропередачи при потере устойчивости (два органа полного сопротивления: “чувствительный” и “грубый” для идентификации качаний, измерение и контроль скорости изменения сопротивления);

- защита от повышения /понижения напряжения;

- однофазное и/или трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ), одно- или многократное, свободно программируемое. Контроль синхронизма при АПВ и включении линии под нагрузку;

- защита от повреждения выключателя (УРОВ);

5. Дистанционные защиты фирмы SEL.

Фирма SEL предлагает 3 модификации дистанционной защиты разной степени сложности:

- SEL 311А имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю с круговыми характеристиками направленными вперед;
- SEL 311В имеет еще одну реверсивную ступень дистанционной защиты;
- SEL 311С имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю с четырехугольными и круговыми характеристиками направленными вперед 2 реверсивных ступени с такими же характеристиками.
- Защиты имеют также дополнительные ступени токовой направленной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю - соответственно по 1, 3 и 4.
- Защиты модификации В и С имеют четырехкратное АПВ.

Линия 220 кВ Майя - Хандыга работает в режиме с эффективно или глухозаземленной нейтралью поэтому замыкание на землю является коротким замыканием с током, иногда превышающим ток трехфазного КЗ, и подлежит отключению с минимально возможной выдержкой времени.

Согласно ПУЭ [10, г. 3.2] в качестве основных защит линии используются многоступенчатая дистанционная защита (ДЗ) для действия при междуфазных КЗ и ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) для действия при однофазных КЗ. В качестве резервной защиты используется токовая отсечка.

Микропроцессорные защиты имеют дистанционную защиту, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при замыканиях на землю. Реле сопротивления (РС) включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП.

Для линии 220 кВ Майя - Хандыга комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- защиту от междуфазных коротких замыканий и коротких замыканий на землю;
- пофазное АПВ;
- защиту от перегрузки;

– устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и иметь УРОВ либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно;

– определение места повреждения;

– осциллографирование токов и напряжений, а также регистрация дискретных сигналов защиты и автоматики для анализа аварии и работы релейной защиты и автоматики;

Для рассматриваемой линии ДЗ устанавливаются с обеих сторон и должны действовать при направлении мощности от шин в ЛЭП. Дистанционные защиты, действующие при одном направлении мощности, необходимо согласовать между собой по времени и по зоне действия так, чтобы обеспечивалось селективное отключение КЗ. В рассматриваемой схеме согласуются между собой защиты на подстанции Майя и Хандыга.

Для линии Майя - Хандыга устанавливаем дистанционные защиты от всех видов КЗ и токовой защиты нулевой последовательности фирмы SIEMENS 7SA522 отвечающая всем требованиям необходимых для данной линии.

15.3 Защита трансформатора

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на вводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Продольная дифференциальная токовая защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса (например, насыщающиеся трансформаторы тока, тормозные обмотки).

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) короткого замыкания в соединениях трансформатора со сборными шинами.

На понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него, действующая на отключение.

На трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусмотреть максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на вводах трансформатора устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Рассматриваем защиту трансформатора ТДЦТН – 63000/220/110, установленного на ПС Хандыга.

Алгоритмы защит терминала RET 521 выполняют расчеты в первичных величинах [18].

Расчет продольной дифференциальной токовой защиты

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521 производства

фирмы АВВ. Терминал RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных, трехобмоточных, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов[18].

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{тр.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (177)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ.

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158 \text{ A};$$

$$I_{НОМ.СН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115,5} = 315 \text{ A};$$

$$I_{НОМ.НН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3307 \text{ A}.$$

Для подключения терминала используются трансформаторы тока со следующими номинальными токами обмоток:

- на высокой стороне 600/1;
- на средней стороне 1000/1;
- на низкой стороне 4000/5.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{Т.ВН} = \frac{600}{1} = 600;$$

$$K_{Т.СН} = \frac{1000}{5} = 200;$$

$$K_{T.HH} = \frac{4000}{5} = 800.$$

Находим вторичные токи в номинальном режиме:

$$I_{BH.2} = \frac{I_{ном.ВН}}{K_{T.ВН}} = \frac{158}{600} = 0,263A; \quad (178)$$

$$I_{CH.2} = \frac{I_{ном.СН}}{K_{T.СН}} = \frac{315}{1000} = 0,315A; \quad (179)$$

$$I_{HH.2} = \frac{I_{ном.НН}}{K_{T.НН}} = \frac{3307}{800} = 4,134A. \quad (180)$$

Исходя из полученных значений, принимаем номинальный ток входного ТТ терминала с высокой стороны 1 А, со средней и низкой – 5 А.

Необходимо проверить установленные ТТ на предельно допустимую кратность токов. Это можно выполнить через приведенную кратность токов следующим образом:

$$K'_{10} = \frac{I_{номТТ} \cdot K_m}{I_{ном.Т}} \geq \frac{I_{КЗ.вн. max*}}{I_{ном.Т}}; \quad (181)$$

где K' – приведенная кратность токов;

$I_{КЗ.вн. max*}$ – максимальный ток внешнего КЗ.

Для ТТ на высокой стороне:

$$K'_{10.ВН} = \frac{600 \cdot 600}{158} = 2279 A \geq 120 A.$$

Для ТТ на средней стороне:

$$K'_{10.СН} = \frac{1000 \cdot 200}{315} = 643 A \geq 71 A.$$

Для ТТ на низкой стороне:

$$K'_{10.НН} = \frac{4000 \cdot 800}{983} = 3255 A \geq 40,367 A.$$

Т.о., все выбранные трансформаторы проходят по условию установки.

Расчет минимального тока срабатывания I_{dmin}^* выполняется в относительных единицах. При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dcp}^* \geq K_{отс} I_{нб.расч}^* , \quad (182)$$

где $K_{отс}=1,1$ – коэффициент отстройки.

Поскольку тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до относительного тормозного тока, равного 1,25, то необходимо использовать уточненную формулу для расчета тока небаланса

$$I_{нб.расч}^* = \sqrt{(K_{неп} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2} ; \quad (183)$$

где $K'_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс; для трансформатора номинальной мощностью 10 МВА принимаем $K'_{ПЕР} = 1,5$,
 $K''_{ПЕР} = 2,5$;

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РЕГ}^*$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ}^* = 0,02$;

$\Delta f_{ВЫР}^*$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч,
 $\Delta f_{ВЫР}^* = 0,02$.

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min}^*$ следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при $I_{bias}^* = 1,25$

$$I_{d.min}^* = 1,25 \cdot K_{отс} \cdot \sqrt{(K_{неп} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2} ; \quad (184)$$

$$I_{d.min}^* = 1,25 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,221 \text{ о.е.}$$

Принимаем $I_{d.min}^* = 0,25$.

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Тормозные характеристики.

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Ток небаланса равен:

$$I_{нб.расч}^* = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,263 \text{ о.е.}$$

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения (K_{T1}) через $I_{T.расч}^*$ по формуле:

$$K_{T1,3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{T.расч}^*} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,4. \quad (185)$$

Поскольку полученное значение больше 0,3, то по таблице выбираем $I_{T.расч}^* = 2,25$ для характеристики №4.

$$K_{T1,4} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,224 \leq 0,3. \quad (186)$$

Условие выполнено для тормозной характеристики №4.

Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. Максимальная токовая защита устанавливается со всех сторон трансформатора [18].

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{P.max}, \quad (187)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,1$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 1$;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора на стороне ВН равен 400 А.

$$I_{сз.мтз} = \frac{1 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 158 = 494 \text{ А.} \quad (188)$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{ч} = \frac{I_{к.ВН}^{(2)}}{I_{сз.мтз}} = \frac{600}{550} = 1,21. \quad (189)$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Выдержку времени принимаем равной 0,5 с.

Защита трансформатора от перегрузки.

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту от перегрузки устанавливаем со всех сторон трансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступенно с низкой уставкой.

$$I_{сз.пер} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{раб.мах}, \quad (190)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,05$.

$$I_{сз.пер} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 158 = 207,375 \text{ А.}$$

В терминале RET 521 так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о

наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и т.д.

Выбор газовой защиты трансформатора

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

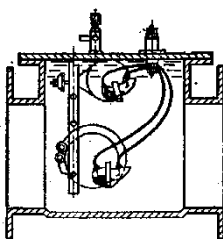


Рисунок 20 – Газовое реле типа ВF-80/Q

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны

также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности, допускающих это по конструкции, независимо от наличия другой быстродействующей защиты.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа ВФ-80/Q.

16 Автоматика, телемеханика и диспетчерское управления

Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем (далее - управление электроэнергетическим режимом энергосистемы).

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или

несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу.

Вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления является организация, зона диспетчерской ответственности которой включает зоны диспетчерской ответственности иных субъектов оперативно-диспетчерского управления, являющихся нижестоящими по отношению к данной организации и осуществляющих деятельность на основании договоров с данной организацией. Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления вправе давать соответствующим нижестоящим субъектам оперативно-диспетчерского управления обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

В пределах Единой энергетической системы России вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления по отношению к другим субъектам оперативно-диспетчерского управления выступает системный оператор.

Территории в пределах Единой энергетической системы России, в которых на дату вступления в силу настоящих Правил оперативно-диспетчерское управление осуществлялось акционерными обществами энергетики и электрификации (их дочерними или зависимыми обществами или правопреемниками в части осуществления управления технологическими режимами работы принадлежащих иным лицам объектов электроэнергетики), в уставном капитале которых доля Российского акционерного общества "ЕЭС России" на указанную дату составляла менее 25 процентов, являются зонами диспетчерской ответственности соответствующих акционерных обществ энергетики и электрификации (их дочерних или зависимых обществ или правопреемников).

Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в зоне своей диспетчерской ответственности через один или несколько диспетчерских центров, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

В случае если субъект оперативно-диспетчерского управления имеет

только один диспетчерский центр, то закрепленная за ним операционная зона должна совпадать с зоной диспетчерской ответственности субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет в зоне своей диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность. При этом в качестве вышестоящих диспетчерских центров определяются диспетчерские центры, в операционные зоны которых входят операционные зоны иных диспетчерских центров, являющихся нижестоящими по отношению к данным диспетчерским центрам.

Вышестоящие диспетчерские центры вправе давать соответствующим нижестоящим диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления обязан определить для каждого из нижестоящих субъектов оперативно-диспетчерского управления диспетчерский центр, уполномоченный давать их диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан:

обеспечить каждый диспетчерский центр оборудованием и помещениями, необходимыми для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствующей операционной зоне;

обеспечить каждый диспетчерский центр резервными помещениями и оборудованием, необходимыми для осуществления функций диспетчерского центра в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, либо установить порядок передачи функций одним диспетчерским центром другому в указанных случаях;

обеспечить каждый диспетчерский центр основным и резервным

каналами связи с другими диспетчерскими центрами для передачи диспетчерских команд и информации, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой обязан обеспечить работу основного и резервного каналов связи с соответствующим диспетчерским центром для передачи диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов электроэнергетики, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

В каждом диспетчерском центре определяются работники (диспетчеры), уполномоченные давать диспетчерские команды по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Диспетчерские центры при осуществлении своих функций действуют от имени того субъекта оперативно-диспетчерского управления, структурными подразделениями которого они являются.

Диспетчеры дают диспетчерские команды от имени диспетчерского центра.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой определяет работников (дежурных работников), уполномоченных на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки:

мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию;

переключений, пусков и отключений в соответствии с установленным настоящими Правилами порядком;

локализации технологических нарушений и восстановления технологического режима работы;

подготовки к проведению ремонта.

В случае если устройства управления технологическими режимами работы объекта электроэнергетики находятся непосредственно в диспетчерском центре, то соответствующие функции по управлению технологическими ре-

жимами выполняет диспетчер этого диспетчерского центра.

На объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, виды которых определяются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления), субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которым принадлежат указанные объекты и установки, организуют круглосуточное дежурство.

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется посредством диспетчерских команд и распоряжений, а также в случаях, устанавливаемых настоящими Правилами, - путем выдачи разрешений.

Диспетчерская команда дается диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Диспетчерское распоряжение дается вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Каждая диспетчерская команда регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

время, когда дается команда;

требуемое время исполнения команды, если команда касается изменения нагрузки генераторов тепловых электрических станций или энергопринимаю-

щих установок потребителей с управляемой нагрузкой;

фамилия, инициалы и должность лица, давшего команду;

фамилия, инициалы и должность лица, которому адресована команда;

содержание команды;

наличие подтверждения получения команды.

Регистрация диспетчерской команды осуществляется при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиты от изменений после регистрации. Системный оператор по согласованию с администратором торговой системы оптового рынка устанавливает порядок и сроки хранения зарегистрированных сведений.

Информация о диспетчерских командах, данных участникам оптового рынка электрической энергии (мощности), предоставляется администратору торговой системы и участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) в порядке, предусмотренном договором присоединения к торговой системе оптового рынка.

Каждый диспетчерский центр составляет перечень объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, в отношении которых он осуществляет диспетчерское ведение или диспетчерское управление (далее - объекты диспетчеризации).

Информация о включении объектов диспетчеризации в указанный перечень доводится в письменном виде до сведения соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, которым принадлежат объекты диспетчеризации, а также до сведения иных диспетчерских центров.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) организует составление диспетчерскими центрами перечней объектов диспетчеризации в соответствии с настоящими Правилами.

Диспетчерский центр включает в перечень объектов диспетчеризации оборудование электрических станций, электрических и тепловых сетей, устройства релейной защиты, аппаратуру противоаварийной и режимной автоматики, устройства автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы и иные объекты электроэнергетики, а также энергопринимающие установки потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне данного диспетчерского центра.

В перечень объектов диспетчеризации включаются объекты, находящиеся в диспетчерском управлении, и объекты, находящиеся в диспетчерском ведении.

Объект диспетчеризации включается в перечень объектов, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, в случае если изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния данного объекта осуществляются непосредственно с помощью технических устройств этого диспетчерского центра или если эти изменения требуют координации этим диспетчерским центром действий или согласованных изменений на нескольких объектах диспетчеризации.

Объекты диспетчеризации, не включенные в перечень объектов, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, включаются в перечень объектов, находящихся в его диспетчерском ведении.

Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении только одного диспетчерского центра и в диспетчерском ведении одного или нескольких диспетчерских центров одного или различных уровней.

Объект диспетчеризации, влияющий на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра и находящийся в операционной зоне другого диспетчерского центра, подлежит включению в перечень объектов диспетчеризации каждого из указанных диспетчерских цен-

тров.

В случае необходимости осуществления взаимосвязанных действий в операционных зонах нескольких диспетчерских центров при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации диспетчерское управление таким объектом осуществляется вышестоящим диспетчерским центром, операционная зона которого включает в себя указанные операционные зоны, или одним из нижестоящих диспетчерских центров, определенным вышестоящим диспетчерским центром.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации может осуществляться по инициативе субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой, которому принадлежит этот объект, а также по инициативе диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении которого находится данный объект диспетчеризации.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации подлежит согласованию со всеми диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении которых находится данный объект диспетчеризации.

Информация о результатах согласования в указанных случаях представляется в диспетчерский центр, в диспетчерском управлении которого находится данный объект диспетчеризации, для принятия соответствующего решения.

Если объект диспетчеризации не находится в диспетчерском управлении ни одного из диспетчерских центров, информация о результатах согласования (разрешение или отказ в разрешении) доводится до соответствующего субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой.

При наличии разногласий по вопросу изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации решение об изменении технологического режима работы или эксплуатационного

состояния объекта диспетчеризации принимается вышестоящим диспетчерским центром.

Порядок согласования, принятия решения, выдачи разрешений, подачи диспетчерских команд и распоряжений по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации определяется системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

В чрезвычайных обстоятельствах (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария, иные обстоятельства, создающие угрозу жизни и здоровью людей) допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или согласования (разрешения) соответствующего диспетчерского центра с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Действия диспетчеров и дежурных работников в чрезвычайных обстоятельствах определяются в соответствующих инструкциях субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой и субъектов оперативно-диспетчерского управления.

Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни и здоровью людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

16.1 Организация автоматического противоаварийного управления

В ЕЭС России и изолированно работающих энергосистемах России должно быть организовано автоматическое противоаварийное управление, предназначенное для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы. Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством противоаварийной ав-

томатики, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращения нарушения устойчивости;
- ликвидации асинхронных режимов;
- ограничения снижения или повышения частоты;
- ограничения снижения или повышения напряжения;
- предотвращения недопустимых перегрузок оборудования.

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней:

- уровень ЕЭС России - координирующая система противоаварийной автоматики;
- уровень объединенной или региональной энергосистемы - централизованная система противоаварийной автоматики;
- уровень объектов электроэнергетики - локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости.

Автоматику ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования выполняют в виде локальных противоаварийных автоматов.

К устройствам противоаварийной автоматики относятся:

- устройства измерения параметров доаварийного режима и текущих объемов управления;
- пусковые устройства (органы);
- исполнительные устройства (органы);
- устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор УВ;
- устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления и каналы передачи указанной информации.

Функции противоаварийного управления реализуются противоаварийной автоматикой посредством следующих управляющих воздействий:

- кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка энергоблоков

ТЭС и АЭС;

- отключение генераторов;
- отключение нагрузки потребителей электрической энергии;
- деление энергосистемы (ДС) на несинхронно работающие части;
- автоматическая загрузка генераторов;
- электрическое торможение;
- изменение топологии электрической сети;
- изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики являющихся объектами диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварий-

ной автоматики

16.2 Виды противоаварийной автоматики энергосистем

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в автономном режиме и/или в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики.

При работе комплекса локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи с ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от противоаварийная атоматика параметров электро-энергетического режима (принцип П-ДО).

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

Централизованная система противоаварийной автоматики

Централизованная система противоаварийной автоматики предназначена для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

Архитектура централизованная система противоаварийной автоматики должна предусматривать:

- ПТК верхнего уровня, устанавливаемый в диспетчерских центрах субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- одно или несколько низовых устройств локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики и каждым из низовых устройств.

ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики должен обеспечивать выполнение в циклическом режиме следующих функций:

- приема и обработки телеметрической информации из ОИК;
- оценивания состояния и формирования текущей расчетной модели энергосистемы;

- определения УВ для заданного набора пусковых органов на основе расчетов режимов и устойчивости с использованием текущей расчетной модели энергосистемы (принцип I-ДО);

- передачи в низовые устройства централизованная система противоаварийной автоматики таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;

- обмена технологической информацией (эквиваленты для расчетных моделей централизованная система противоаварийной автоматики, допустимые набросы и небалансы мощности и т.п.) с координирующей системой противоаварийной автоматики, а также с централизованная система противоаварийной автоматики смежных энергосистем.

Предельная величина расчетного цикла централизованная система противоаварийной автоматики не должна превышать 30 с.

Расчетная модель централизованная система противоаварийной автоматики должна быть наблюдаемой (объем передаваемой в ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики телеметрической информации должен обеспечивать корректное формирование текущей расчетной модели энергосистемы).

Низовые устройства централизованная система противоаварийной автоматики должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- приема и запоминания рассчитанных ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;

- фиксации срабатывания пусковых органов;

- выбора УВ из таблицы УВ для конкретного пускового органа;

- реализации УВ посредством централизованная система противоаварийной автоматики;

- передачи в ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики информации о срабатывании и реализованных УВ.

Между каждым из низовых устройств централизованная система противоаварийной автоматики и ПТК верхнего уровня централизованная система

противоаварийной автоматики должны быть организованы каналы связи. При выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи низовые устройства должны автоматически переходить в автономный режим работы.

Координирующая система противоаварийной автоматики

Координирующая система противоаварийной автоматики предназначена для координации действия централизованных систем противоаварийной автоматики энергосистем в целях оптимизации параметров настройки централизованная система противоаварийной автоматики и минимизации управляющих воздействий.

Координирующая система противоаварийной автоматики должна осуществлять координацию централизованная система противоаварийной автоматики путем задания централизованная система противоаварийной автоматики следующих противоаварийная параметров:

- внешних эквивалентов для расчетных моделей централизованная система противоаварийной автоматики;

- максимально допустимых небалансов мощности при реализации управляющих воздействий централизованная система противоаварийной автоматики.

Координирующая система противоаварийной автоматики должна устанавливаться в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в операционную зону которого входят координируемые централизованная система противоаварийной автоматики энергосистем.

Между координирующей системой противоаварийной автоматики и ПТК верхнего уровня каждой из координируемых централизованная система противоаварийной автоматики должны быть организованы каналы связи. При выявлении неисправности координирующая система противоаварийной автоматики или каналов связи централизованная система противоаварийной автоматики должны автоматически переходить в автономный режим работы.

Автоматика ликвидации асинхронного режима

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

Устройства АЛАР должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронных полнофазных и неполнофазных режимов электрической сети.

Ликвидация асинхронных режимов возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путем его отключения.

Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем должна осуществляться путем ДС.

В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает УВ на ОГ или ОН в целях ресинхронизации, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС.

На всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП. На всех связях напряжением от 110 до 330 кВ, по которым возможен асинхронный режим, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны связи.

Действие устройства АЛАР на ДС должно реализовываться на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает ДС на другом объекте электроэнергетики, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

Алгоритм и настройка устройств АЛАР должны обеспечивать:

- исключение (блокировку) срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при коротких замыканиях;
- выявление электрического центра качаний;
- учет количества циклов асинхронного режима;
- учет знака скольжения при выборе места ДС.

В сетях напряжением 330 кВ и выше асинхронные режимы должны ликвидироваться на первом цикле.

В сечении асинхронного режима устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 110 и 220 кВ, должны срабатывать после срабатывания устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в данное сечение.

Для устройств АЛАР, не использующих действие на ОН или ОГ в целях ресинхронизации, действие на ДС должно реализовываться не позднее четырех циклов асинхронного режима.

Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах АЭС и на всех генераторах ТЭС и ГЭС мощностью 500 МВт и выше.

Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.

Автоматика ограничения снижения частоты

Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или ее части на изолированную работу.

В зависимости от выполняемых функций устройства АОСЧ подразделяют на устройства:

- автоматического частотного ввода резерва (АЧВР);
- автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- дополнительной автоматической разгрузки (ДАР);
- частотной делительной автоматики (ЧДА);
- частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).

Автоматический частотный ввод резерва

Устройства АЧВР предназначены для снижения дефицита активной мощности в целях исключения или уменьшения объема срабатывания устройств АЧР на отключение потребителей электрической энергии.

Устройства АЧВР должны действовать на АЗГ при снижении частоты в

энергосистеме до значений в диапазоне от 49,4 до 49,7 Гц.

Все гидроагрегаты единичной мощностью 10 МВт и выше и ГЭС и ГАЭС мощностью 50 МВт и выше, кроме ГЭС, не имеющих регулирующего водохранилища, должны быть оснащены устройствами АЧР.

Автоматическая частотная разгрузка

Устройства АЧР предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и ее последующего восстановления.

Устройства АЧР должны действовать на ОН очередями при снижении частоты ниже 49,2 Гц.

Устройства АЧР функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты, в том числе устройства специальной очереди АЧР;
- АЧР-2, предназначенные для восстановления частоты после действия устройств АЧР-1 или при медленном снижении частоты.

Уставки по частоте устройств АЧР-1 должны находиться:

- для устройств АЧР-1 - в диапазоне от 46,5 до 48,8 Гц;
- для устройств специальной очереди АЧР - в диапазоне от 49,0 до 49,2 Гц.

Уставки по времени устройств АЧР-1 и специальной очереди АЧР должны находиться в диапазоне от 0,15 до 0,3 с и должны исключать действие устройств АЧР-1 (в том числе специальной очереди АЧР) при коротких замыканиях в электрической сети.

Устройства АЧР-2 функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-2 несовмещенной;
- АЧР-2 совмещенной.

Объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 совмещенной, входит в

объем ОН, отключаемый АЧР-1.

К устройствам АЧР-2 совмещенной должно быть подключено не менее 60% объема ОН, подключенного к устройствам АЧР-1.

Уставки по частоте устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне от 48,7 до 49,1 Гц.

Уставки по времени устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне от 5 до 70 с.

Общий объем ОН, отключаемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60% максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы, включая потери активной мощности в электрических сетях и потребление мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций (далее - расчетный объем потребления), в том числе:

- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-1, - не менее 50% расчетного объема потребления (из них устройствами специальной очереди АЧР - не менее 3% расчетного объема потребления);

- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 несомещенной, - не менее 10% расчетного объема потребления.

Дополнительная автоматическая разгрузка

Устройства ДАР предназначены для обеспечения эффективной работы устройств АЧР-1.

Устройства ДАР могут устанавливаться в энергосистеме (части энергосистемы) в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45% нагрузки потребления энергосистемы (части энергосистемы) и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/с.

Устройства ДАР должны реализовывать ОН без выдержки времени в объеме, необходимом для обеспечения эффективной работы АЧР.

Частотная делительная автоматика

Устройства ЧДА предназначены для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

Устройства ЧДА должны действовать на ДС в целях выделения ТЭС или

их энергоблоков (генераторов) на питание собственных нужд или на изолированный район с обеспечением устойчивой работы выделяемого генерирующего оборудования.

Устройства ЧДА должны устанавливаться на всех ТЭС мощностью 25 МВт и выше, за исключением ТЭС, на которых по условиям их работы установка устройств ЧДА невозможна.

Невозможность установки устройств ЧДА должна оформляться решением, которое утверждается собственником или иным законным владельцем ТЭС после согласования с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Недопустима установка измерительных органов ЧДА на объектах электросетевого хозяйства.

Уставки срабатывания устройств ЧДА по частоте и времени должны находиться в диапазоне:

- 1-я ступень: от 46,0 до 47,0 Гц/от 0,3 до 0,5 с;
- 2-я ступень: от 47,0 до 47,5 Гц/от 30 до 40 с.

При выделении энергоблока ТЭС на собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 мин.

Действие устройств ЧДА на выделение ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе.

Допустимая величина небаланса активной мощности определяется условиями обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС с учетом действия АЧР.

Должна выполняться проверка обеспечения длительной устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении действием ЧДА на питание собственных нужд или на изолированный район. Указанная проверка должна выполняться собственником или иным законным владельцем ТЭС в рамках создания ЧДА, а также при значительном изменении схемы электри-

ческой сети или нагрузки потребителей выделяемого района. Проверку выполняют путем проведения испытаний или имитационным моделированием.

При необходимости на ТЭС должна устанавливаться автоматика, предназначенная для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении напряжения на ее шинах. Указанная автоматика:

- должна контролировать величину и продолжительность снижения напряжения на шинах ТЭС, величину тока статора генераторов ТЭС, а также при необходимости величину и скорость изменения реактивной мощности генераторов ТЭС и может использоваться в качестве дополнительных пусковых органов фиксации отключения ЛЭП прилегающей к ТЭС электрической сети;

- может выполняться апротивоаварийная атоматика ратно совмещенной с ЧДА.

Частотное автоматическое повторное включение

Устройства ЧАПВ предназначены для автоматического включения отключенных от устройств АЧР потребителей электрической энергии в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

Устройства ЧАПВ должны действовать на включение нагрузки потребителей электрической энергии очередями в диапротоаварийная атоматика зоне частот от 49,4 до 49,8 Гц.

Настройка и выбор объема очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.

При подключении к одной очереди устройств ЧАПВ нескольких присоединений на одном объекте электроэнергетики должно обеспечиваться их очередное включение с интервалами времени не менее 1 с.

Устройства ЧАПВ должны устанавливаться прежде всего на подстанциях, на которых невозможно осуществить быстрое восстановление питания потребителей электрической энергии, отключенных АЧР, действиями оперативного персонала.

Автоматика ограничения повышения частоты

Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ) предназначена для

предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безпротоаварийная автоматикасности турбин ТЭС и АЭС.

Устройства АОПЧ должны устанавливаться на ТЭС, АЭС и ГЭС, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 53,0 Гц, с учетом действия первичного регулирования частоты.

Уставки устройств АОПЧ по частоте должны находиться в диапротоаварийная автоматиказоне от 51,0 до 53,0 Гц.

Устройства АОПЧ должны действовать на ОГ.

Настройка устройств АОПЧ, установленных на ГЭС, должна обеспечивать их первоочередное действие по отношению к устройствам АОПЧ, установленным на ТЭС и АЭС.

Действие устройств АОПЧ должно производиться ступенями с разными уставками по частоте и времени.

Автоматика ограничения снижения напряжения

Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения.

Устройства АОСН должны контролировать величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены.

Возможна организация контроля других противоаварийная автоматикараметров электроэнергетического режима (изменение реактивной мощности, скорость снижения напряжения, ток ротора генератора).

В сетях напряжением 330 кВ и выше устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния средства компенсации реактивной мощности (СКРМ).

В сетях напряжением 220 кВ и ниже устройства АОСН должны

действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ либо на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

Действие устройств АОСН должно быть отстроено по времени от действия устройств релейной защиты (РЗ), автоматического ввода резерва, АПВ.

Действие устройств АОСН не должно приводить к недопустимому повышению напряжения и срабатыванию устройств АОПН.

Автоматика ограничения повышения напряжения

Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

Устройства АОПН должны устанавливаться на всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше, длиной не менее 200 км, с каждой стороны ЛЭП.

Необходимость и места установки устройств АОПН на ЛЭП напряжением 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП напряжением 330 кВ и ниже должна определяться проектными решениями.

Устройства АОПН должны выполняться двухступенчатыми и контролировать в каждой фазе величину и длительность повышения напряжения, величину и направление перетока реактивной мощности с ЛЭП, включенное/отключенное состояние выключателей ЛЭП.

Первая ступень должна контролировать действующее значение напряжения и действовать:

- с первой выдержкой времени на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ;
- со второй выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.

Вторая ступень должна контролировать мгновенное значение напряжения и действовать с минимальной выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.

Защиты СКРМ должны блокировать действия устройства АОПН на изме-

нение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ.

В устройстве АОПН должна быть реализована функция резервирования отказа выключателей устройств резервирования отказа выключателей (УРОВ) АОПН.

Автоматика ограничения перегрузки оборудования

Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и оборудования.

АОПО реализует следующие управляющие воздействия:

- АЗГ в дефицитной части энергосистемы;
- ОН в дефицитной части энергосистемы;
- ДРТ блоков ТЭС и АЭС, ОГ генераторов ТЭС, ГЭС и АЭС в избыточной части энергосистемы;
- изменение топологии электрической сети, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети;
- отключение с запретом АПВ перегруженного элемента сети.

В устройствах АОПО должно предусматриваться не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки ЛЭП и оборудования.

Первая ступень должна действовать на сигнал, последняя - на отключение перегружаемых ЛЭП и оборудования, промежуточные ступени должны действовать на разгрузку перегружаемых ЛЭП и оборудования.

Число промежуточных ступеней АОПО должно определяться проектными решениями.

В устройствах АОПО должна быть предусмотрена возможность задания нескольких групп уставок, соответствующих различным температурам наружного воздуха.

При реверсивных перетоках активной мощности по защищаемому элементу сети АОПО должно выбирать вид УВ с учетом направления перетока активной мощности по защищаемому элементу сети.

Общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики

Не допускается аппаратное совмещение в одном устройстве противоаварийной автоматики:

- функций РЗ и противоаварийной автоматики;
- функции АПНУ с другими функциями противоаварийной автоматики, обеспечивающими живучесть энергосистем.

Не допускается аппаратное совмещение основного и резервного устройств противоаварийной автоматики.

В случае аппаратного совмещения в одном устройстве нескольких функций противоаварийной автоматики:

- неисправность или отказ одной из функций не должны приводить к неправильному действию или отказу других функций и устройства в целом;
- функции противоаварийной автоматики должны дублироваться другим устройством.

Реализация УВ от устройств и комплексов противоаварийной автоматики на ОГ, ОН, ДС, изменение топологии электрической сети должны осуществляться без использования технических средств АСУ ТП объекта электроэнергетики.

Реализация УВ от устройств и комплексов противоаварийной автоматики на КРТ, ДРТ, АЗГ, ЭТ, изменение режимов работы управляемых элементов электрической сети должны осуществляться через системы управления оборудованием объектов электроэнергетики.

Не допускается аппаратное совмещение устройств и комплексов противоаварийной автоматики с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики.

Вновь вводимые (модернизированные) устройства и комплексы противоаварийной автоматики должны предусматривать возможность задания не менее двух групп уставок.

Перевод устройства противоаварийной автоматики с одной группы

уставок на другие должен осуществляться как на самом устройстве противоаварийной автоматики, так и дистанционно.

При неисправности измерительных цепей тока и/или напряжения устройство противоаварийной автоматики, в алгоритмах которого используются замеры тока и/или напряжения, должно автоматически блокировать выполнение функций противоаварийной автоматики.

Устройство противоаварийной автоматики не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.

После перерывов питания любой длительности устройство противоаварийной автоматики должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования за время не более 30 с с момента подачи питания.

Устройство противоаварийной автоматики должно удовлетворять требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям по электромагнитной совместимости, электробезопасности и информационной безопасности, действующим на территории Российской Федерации. На объектах электроэнергетики должен быть проведен анализ электромагнитной обстановки и при необходимости разработаны и реализованы мероприятия по приведению уровня помех к допустимому.

Устройство противоаварийной автоматики должно содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства.

В устройстве противоаварийной автоматики должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании в АСУ ТП и во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов.

Для выполнения функции внутренней регистрации устройства противоаварийной автоматики должны быть синхронизированы с помощью систем единого времени с точностью до 1 мс.

В устройстве противоаварийной автоматики должна быть предусмотрена

автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

На объектах электроэнергетики на устройства и комплексы противоаварийной автоматики, находящиеся в эксплуатации, должна быть следующая техническая документация:

- паспорта-протоколы;
- инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств и комплексов противоаварийной автоматики;
- методические указания по наладке и проверке устройств и комплексов противоаварийной автоматики;
- технические данные об устройствах противоаварийной автоматики;
- карты уставок;
- методики расчета настройки устройств противоаварийной автоматики с примерами расчетов;
- исполнительные рабочие схемы, алгоритмы функционирования (принципиальные, функционально-логические схемы, схемы программируемой логики);
- программы технического обслуживания устройств и комплексов противоаварийной автоматики;
- бланки и/или программы (типовые бланки и/или программы) переключений по вводу в работу и выводу из работы устройств и комплексов противоаварийной автоматики;
- структурные схемы внешних соединений, клеммных рядов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Перевод ВЛ 110кВ Майя–Хандыга на напряжение 220 кВ предусматривало строительство новых участков: Для построения рациональной конфигурации сети были предложены два варианта развития электрической сети:

1) рассматривается выдача основной мощности ПС Хандыга через сети 110кВ. Предполагается строительство двухцепной линии на подстанцию Нежданинская;

2) строительство двухцепной линии 220кВ до ПС Нежданинская.

Основываясь на технико-экономическом анализе вариантов, выбран как наиболее экономичный второй вариант реконструкции электрической сети.

В дипломном проекте решены следующие основные задачи:

– для получения полной картины параметров электропотребления произведено прогнозирование нагрузки на 2020 год с определением их вероятностных характеристик;

– показана необходимость реконструкция распреедустройств на подстанции Хандыга, выбор и проверка высоковольтного оборудования;

– расчет молниезащиты вводимой ВЛ 220 кВ и распреедустройства 220 кВ на подстанции Хандыга с расстановкой молниеотводов;

– выбор устройств релейной защиты ВЛ;

– оценка надежности электрической сети после реконструкции;

Таким образом разработан вариант реконструкции электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителей Центрального энергорайона Якутии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Базуткин В. В. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах/ В. В. Базуткин, В. П. Ларионов.–М.: Энергоатомиздат, 1986.–464с.

2 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

3 Кожевников Н.Н. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов.– ВЗ-х т. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети/ Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова.– М.: Издательство МЭИ, 1998.–368с.

4 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

5 Письмо № 3652-СК/08. О рекомендуемых к применению в I квартале 2009 года индексы изменения сметной стоимости СМР, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, индексы изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексы изменения сметной стоимости технологического оборудования. – М.: Министерство регионального развития РФ – 2009.

6 ПОТ РМ-016-2001. Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2001.

7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г. Е. Поспелов, В.Т. Федин.– М.: Выш. шк., 1988.–308с.

8 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.

9 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2008 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической

энергии по единой национальной электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»

10 Правила устройства электроустановок.

11 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001.

12 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.

13 РД 34.03.122-93. Правила обеспечения защиты и охраны труда персонала при проведении работ под напряжением на ВЛ 110-1150 кВ.

14 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

15 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

16 СанПиН2971-84. Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты.

17 СНиП II-12-77. Строительные нормы и правила. Защита от шума

18 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

19 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.

20 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.