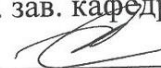


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы: Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 26 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 35-220 кВ, в районе города Артем Приморского края, в связи с подключением микрорайона Солнечная долина

Исполнитель
студент группы 442-
об2


_____ подпись, дата

Р.П. Колтыга

Руководитель
доцент, канд. техн.
наук


_____ подпись, дата

19.06.18 А.А. Казакул

Консультант:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн.
наук


_____ подпись, дата

25.06.18 А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент


_____ подпись, дата

А.Г. Ротачева

Благовещенск 2018

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

Н.В. Савина

«05» 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Калына Романа Павловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие эл. сетей и проект 35-220кВ, в районе г. Артем Прим. края в связи с при-мерной районной схемой
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Ориентированная схема эл. сети Прим. края, данные по нагрузкам по районам, карта схемы эл. сети Прим. края, минимальная нагрузка, безопасность

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Анализ исходных данных, определение нагрузок, выбор оборудования, расчет токов КЗ

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Ориентированная схема тех. карта, схема, расчетная нагрузка, данные, расчет в REXR Win

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и надежность: расчет, нагрузка, технические задачи Буланов Андрей Борисович

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Александрович
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Александрович, доцент, к.т.н.
Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 185 с., 22 рисунков, 47 таблиц, 5 приложений, 34 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ.

В основной части дипломного проекта рассчитаны и спрогнозированы электрические нагрузки, разработан вариант развития сети при проектировании подстанции «Солнечная долина», выбран оптимальный вариант, выполнен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на ПС «Солнечная долина», выполнен расчет микропроцессорной релейной защиты и автоматики для воздушной линии.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика источника питания	9
2 Климатическая и географическая характеристика	11
3 Прогнозирование электрических нагрузок	14
4 Разработка и анализ конкурентноспособных вариантов электрической сети	19
4.1 Разработка конкурентноспособных вариантов	19
4.2 Анализ предлагаемой схемы электроснабжения	19
5 Расчет выбранного варианта сети	22
5.1 Компенсация реактивной мощности	22
5.2 Выбор сечений проводников	23
5.3 Проверка степени загрузки трансформаторов	24
6 Расчет и анализ установившегося режима сети	26
6.1 Расчет существующей схемы сети	28
6.2 Расчет проектируемой схемы сети	43
7 Расчет токов короткого замыкания	56
8 Выбор и проверка электрических аппаратов	62
8.1 Выбор и проверка выключателей	64
8.2 Выбор и проверка разъединителей	70
8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	70
8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	75
8.5 Выбор и проверка шин	78
8.6 Выбор изоляторов	83
8.7 Выбор ОПН	86
8.8 Выбор ячеек КРУ	90
8.9 Трансформаторы собственных нужд	91
9 Грозоупорность и молниезащита	92

9.1 Грозоупорность воздушной линии Тобольская ТЭЦ – ГПП-3	92
9.2 Молниезащита ОРУ 110 кВ	100
10 Безопасность и экологичность	102
10.1 Безопасность	102
10.2 Экологичность	102
10.3 Чрезвычайная ситуация	106
11 Выбор устройств релейной защиты	111
11.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений	112
11.2 Токовая защита нулевой последовательности	116
11.3 Ступенчатая токовая защита	117
11.4 Высокочастотная блокировка защит	118
12 Экономический расчет варианта сети	120
12.1 Расчет капитальных вложений	120
12.2 Расчет амортизационных отчислений	121
12.3 Расчет потерь электроэнергии	122
12.4 Расчет эксплуатационных издержек	123
12.5 Определение среднегодовых эксплуатационных издержек	123
Заключение	125
Библиографический список	126
Приложение А Расчет данных схемы в ПВК Mathcad 15	129
Приложение Б Расчет режимов в ПВК RastrWin 3	136
Приложение В Расчет в ПВК Mathcad 15	182
Приложение Г Экономический расчет в ПВК	186
Приложение Д Расчет ЧДД	185

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- БАВР – быстродействующий АВР;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГПП – главная понизительная подстанция;
- ГРУ – генераторное распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КУ – компенсирующее устройство;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТТ – трансформатор тока;
- ЦРП – центральная распределительная подстанция;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» — энергокомпания, осуществляющая деятельность по передаче и транспортировке электрической энергии по распределительным сетям на территории Амурской области, Хабаровского края, Еврейской автономной области, Приморского края, Южного района республики САХА (Якутия). Входит в состав группы «РусГидро». Полное наименование — «Акционерное общество „Дальневосточная распределительная сетевая компания“» (АО «ДРСК»). Головной офис компании расположен в г. Благовещенске Амурской области.

АО «ДРСК» осуществляет свою деятельность на территории Амурской области, Приморского края, Хабаровского края, Еврейской автономной области, а также юга Республики САХА (Якутия). Общая площадь указанных регионов составляет 1 604,3 тыс. км², численность населения — свыше 5,2 млн человек. В обслуживании компании свыше 58004 км линий электропередачи напряжением 0,4 — 110 кВ, 708 подстанций, установленная мощность 11 737 МВА.

Сегодня АО «ДРСК» обеспечивает электроэнергией территорию от Якутии до Тихого океана: крупные промышленные компании и предприятия транспорта и сельского хозяйства, социально значимые объекты, осуществляет технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям.

С 2008 года в АО «ДРСК» начата работа в рамках интегрированной системы менеджмента: разработана система управления рисками, внедрён процессный подход в управлении, изменена организационная структура ДРСК, разработаны обязательные документированные процедуры. Интегрированная система менеджмента в компании объединила такие направления деятельности, как качество обслуживания потребителей при оказании услуг по передаче

электрической энергии и услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям, экологические аспекты, охрану труда и промышленную безопасность.

Основными стратегическими целями компании являются: сохранение лидирующих позиций на рынке транспорта электроэнергии путём консолидации активов распределительного сетевого комплекса Дальнего Востока, улучшение качества оказываемых услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению, обеспечение надёжности и безопасности работы электросетевого комплекса, повышение эффективности управления ресурсами Компании.

В связи с приведением наименования Общества в соответствие с требованиями главы 4 части первой Гражданского кодекса РФ 10 июля 2015 года осуществлена регистрация новой редакции Устава Общества, согласно которой Общество переименовано в Акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК») (организационно-правовая форма — непубличное акционерное общество).

Вот уже 75 лет благодаря работе многочисленного коллектива «Приморских электрических сетей» каждый вечер зажигаются миллионы огней в домах жителей Приморского края, работают предприятия и службы жизнеобеспечения. За эти годы на предприятии сменилось несколько поколений энергетиков. Они положили начало формированию энергетической инфраструктуры Приморья, выстояли в годы Великой Отечественной войны и вывели энергетику на новый, современный уровень.

Городское хозяйство Владивостока передало в УЭС линии электропередачи напряжением 22, 6, 2,2 и 0,22 киловольт общей протяженностью 96 км. Девять относительно крупных подстанций, в числе которых подстанции «А», «Улисс», «Заводская» и 36 малых трансформаторных пунктов общей установленной мощностью 11 мегаватт.

В последующие годы в УЭС «Дальэнерго» вошли электрические сети Уссурийск-Никольского, Хабаровска, Комсомольска-на-Амуре, энергетические объекты Советской гавани, Сахалина и Амурской области.

Время войны оказалось тяжелым испытанием для сетевиков, коллектив сократился вдвое, так как многие отправились на фронт. Ощущалась острая нехватка техники, средств механизации, но энергетики героически выстояли этот сложный период.

В 1945 году приступили к сооружению новых высоковольтных линий электропередачи 110 кВ. Одна из них специально создавалась для более надёжной связи АртемГРЭС с Владивостоком (48 км). Другая - пролегла от Артема к Уссурийску (59 км). Одновременно возводилась подстанция 110/35/6 кВ «Уссурийск» мощностью 10 МВА. В эксплуатацию все эти объекты были приняты уже в 1948 году.

В Приморском крае в 50-е годы введены в эксплуатацию узловые подстанции «Уссурийск» мощностью 10 МВА, «Западная» (30 МВА), «Находка» (40 МВА), сотни километров воздушных линий напряжением 110, 35, 10 и 6 кВ.

Начало 60-х годов прошлого столетия – период больших преобразований в энергетике. К этому времени по всей территории Приморья формируются достаточно разветвленные электрические сети. Позже было создано четыре сетевых предприятия, разделивших по принципу географического расположения зоны ответственности: Северные, Южные, Западные и Центральные распределительные сети.

В это время происходит новый качественный рывок в транспортировке электроэнергии: строятся линии 220 кВ и первые ЛЭП – 500. Эти линии на порядок сокращают потери электроэнергии, передающейся на сверхдальние расстояния. Электрическая энергия приходит в самые отдаленные населенные пункты. Строятся ЛЭП-220 «Партизанская ГРЭС – Кавалерово», «Подстанция 2Р – АртемТЭЦ», «АртемТЭЦ – Партизанская ГРЭС», ПС «Широкая».

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

1.1 Характеристика источника питания

Приморский край расположен на юго-вост. окраине России, в самой юж. части Дальнего Востока. Входит в Дальневосточный федеральный округ. На Ю. и В. омывается Японским морем, на С. граничит с Хабаровским краем, на З. – с Китаем (протяжённость гос. границы ок. 1 тыс. км), на Ю.-З. – небольшой участок границы с КНДР (17 км). В состав П.к. входят многочисленные о-ва (Русский, Попова, Аскольд и др.). Пл. края 165,9 тыс. км² (ок. 1% пл. РФ). Нас. 2019,5 тыс. чел. (2006). Адм. центр – г. Владивосток.

В составе П.к. 24 адм. района, 12 городов, 31 посёлок городского типа, 226 сельских администраций.

Высшие органы исполнительной и законодательной власти – Администрация Приморского края во главе с губернатором и Законодательное собрание.

По характеру рельефа Приморский край – в основном горная страна. Только около одной пятой его территории приходится на низменные межгорные впадины и долины рек. Самая большая низменность – Уссурийско-Ханкайская, или Приханкайская равнина, которая занимает около 20 % площади Приморского края. Около 4/5 территории Приморского края занято хребтами горной страны Сихотэ-Алинь, протянувшейся с северо-востока на юго-запад. Хребет состоит из многочисленных горных гряд, переплетающихся между собой и отдельных возвышенностей. Сихотэ-Алинь можно рассматривать как систему хребтов, простирающихся параллельно побережью Японского моря. Наивысшие вершины хребта: гора Аник – 1933 м., Облачная – 1855 м., Высокая – 1746 м., Снежная - 1684 м.

В хребте Сихотэ-Алинь насчитывается до восьми параллельных горных цепей, каждая цепь многократно прорезается глубокими долинами рек. Большинство горных цепей имеет полого-волнистые поверхности, с пологими склонами и вершинами округлой формы.

Хребет Сихотэ-Алинь имеет асимметричное и ступенчатое строение. Восточный Сихотэ-Алинь имеет ширину 50-100 км, состоит из коротких, расчлененных хребтов различного направления. Горные отроги нередко крутыми склонами обрываются вниз, образуя скалистый берег Японского моря. Западный Сихотэ-Алинь состоит из отдельных хребтов (Западный Синий, Восточный Синий, Холодный и др.), расчлененных широкими долинами рек. Здесь склоны гор более пологие. На юге Приморского края хребты расположены параллельно береговой черте – это хребет Пржевальского, Партизанский и Ливадийский. На западе края расположены многочисленные отроги, один из которых – Богатая грива – образует полуостров Муравьева-Амурского и острова к югу от него.

Отроги Восточно-Маньчжурской горной страны заходят в Приморье своей восточной частью, расположены на территории между государственной границей с КНР, озером Ханка, р. Раздольной и побережьем Японского моря и занимают около 10% площади Приморья. В литературе их называют часто – Хасано-Гродековские горы. Они имеют полого-волнистые очертания и представляют собой низкогорные и среднегорные цепи с встречающимися вулканическими плато. Выделяется в западной части хребет Пограничный с высокой вершиной – г. Кедровая (964 м). На юге расположены Черные горы, по гребню которых проходит государственная граница. Наиболее высокие вершины здесь – гора Высокая (997 м) и Луна (921 м).

Приханкайская (Уссури-Ханкайская) равнина занимает около 20 % территории края, расположена между Сихотэ-Алинем и Восточно-Маньчжурской горной страной. Равнина состоит из приозерной впадины и низменных частей речных бассейнов, примыкающих к озеру Ханка и окаймленным низкогорьями и возвышенностями. Здесь расположено одно из самых больших - Хорольское низкогорье (с вершинами от 240 до 370 м).

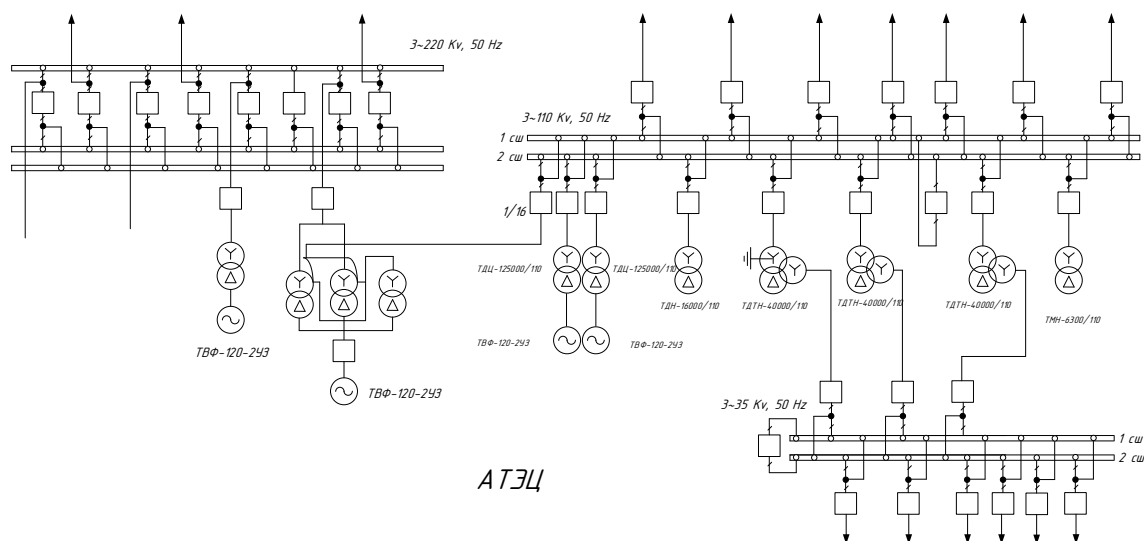


Рисунок 1 – Схема Артемовской ТЭЦ

1.2 Климатическая и географическая характеристика

Таблица 1-Климатическая характеристика

Климатические условия	Расчетная величина
Нормативная скорость ветра, м/сек	25
Район по гололеду	IV
Низшая температура воздуха, °С	-49
Высшая температура воздуха, °С	36
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	1,1- 6
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Средняя годовая относительная влажность, %	68
Продолжительность отопительного периода, сут.	235

Разнообразие рельефа Приморского края сочетается с разнообразием климата. Прибрежные районы отличаются поздней и туманной, холодной весной, холодным летом и поздней осенью, центральные районы – сухим климатом континентального характера, более жарким летом. Находясь на границе

самого большого в мире материка и величайшего из океанов – Тихого океана, Приморский край постоянно испытывает на себе влияние этих двух гигантов. Решающее значение имеет не столько расположение края в довольно низких широтах умеренного пояса, сколько его положение на краю огромного материка Азии, сильно охлаждающегося зимой и подогревающегося летом.

Погоду в Приморье диктуют муссоны. Зимой территория края находится под преобладающим воздействием очень холодных и сухих воздушных масс, формирующихся в области мощного азиатского антициклона. Поток воздуха направлен с районов Китая на юго-восток, от области азиатского антициклона к области более низкого давления, располагающийся над Тихим океаном и окраинными морями.

В летнее время движение воздушных масс приобретает противоположное направление. В это время юго-восточными ветрами приносятся относительно прохладный и влажный морской воздух в первой половине лета и очень влажный и теплый - во вторую его половину.

Зима в крае характерна обилием ясных дней, незначительной высотой снежного покрова и крепкими морозами. Продолжительность зимы – в центральных и северных районах края – 4-5, на юго-западе – 3-3,5 месяца. Средние месячные температуры воздуха колеблются от 13-18°C (в феврале местами на побережье 7-12°C) до 20-25°C. Наиболее низкие средние месячные температуры воздуха зимой отмечаются в континентальных районах края - на западных склонах и в горах Сихотэ-Алиня. Решающая роль в распределении зимних температур в крае принадлежит хребту Сихотэ-Алинь, который является естественной климатической границей между восточными прибрежными и западными предгорными районами. Повышение зимних температур на побережье Японского моря объясняется не только экранирующей ролью Сихотэ-Алиня в отношении муссонных потоков и отепляющим влиянием моря, но и наличием здесь "феновых" процессов; ветры, дующие с гор Сихотэ-Алиня в сторону моря, в отдельные дни значительно повышают температуру воздуха, и потому

зимой наиболее теплыми районами являются южное и восточное побережье края.

Продолжительность холодного периода (со среднесуточными температурами воздуха ниже 0°C) на большей части территории края составляет 130 - 160 дней, и лишь в северной части западных предгорий и на вершинах Сихотэ-Алиня она увеличивается до 180 дней. Наиболее низкие ночные температуры (абсолютный минимум) составляют 40 - 45°C на севере края 47 - 49°C, в прибрежных районах 26 - 31°C.

Особенностью приморского климата в холодную половину года является наличие частых оттепелей. В отдельные, наиболее теплые годы максимальная температура воздуха (абсолютный максимум) может повышаться до 7 - 12°C, в феврале - до 14 - 16°C тепла. Месячные суммы осадков (норма) в зимние месяцы самые маленькие в годовом их распределении. Величина колеблется от 5 мм (в западных районах края) до 29 мм (в центральных районах). В отдельные годы месячное количество осадков может значительно превышать норму и составлять 20 - 64 мм. На юге края нередки случаи, когда осадков выпадает меньше нормы.

Наиболее сильные снегопады (20 мм и более, за 12 часов и менее) чаще отмечаются на востоке края, почти ежегодно. Повторяемость сильных метелей, гололедно-изморозевых отложений бывает один раз в десять лет.

В холодное полугодие, когда постоянно существует большая разница между величиной атмосферного давления над азиатским континентом и Тихим океаном, возрастает повторяемость штормовых северных ветров: в отдельные годы число дней с ветром более 15 м/с в крае может достигать 15 - 20.

Весна в крае затяжная. В континентальных районах повышение температуры воздуха от 0 до 10°C весной происходит за 30 - 45 дней, на побережье Японского моря и в прибрежных районах этот период увеличивается до 50 - 70 дней.

Заморозки прекращаются раньше всего в южных и прибрежных районах в третьей декаде апреля, на остальной территории края - в конце апреля и в первой декаде мая, но возможны заморозки на востоке края и в начале июня.

Непрерывное увеличение притока тепла в марте приводит к резкому повышению температуры воздуха от суток к суткам. Несмотря на то, что средняя месячная температура воздуха в этом месяце на всей территории края имеет отрицательные значения, но она выше февральской в среднем на 5 - 10°C и составляет 4 - 9°C, на побережье 1 - 3°C мороза. В последующие весенние месяцы отмечается заметное повышение средней месячной температуры воздуха. Если в апреле она составляет 1 - 6°C тепла, то уже в мае 7 - 12°C.

Величина абсолютного минимума температуры воздуха, т.е. температуры возможной только в отдельные ночи наиболее холодных лет изменяется от 20-25°C (в горах 32-37°C мороза) в марте до 4-9 °C мороза, на юге 0-2°C тепла в мае. Самые высокие значения (абсолютный максимум) составляют в марте - 16 - 21°C, в апреле - 25 - 30°C и в мае - 30 - 35 °C. В первой половине апреля наблюдается сход снежного покрова. Осадки весной по сравнению с зимним периодом увеличиваются до 30 - 60 мм. В отдельные годы наблюдаются засушливые периоды, когда месячная сумма осадков не превышает половины средней многолетней нормы. Так, в 1989, 1993, 1997, 1998 гг. осадки на большей части континентальных районов составили всего 20 - 50% от многолетней нормы.

В весенний период увеличивается число туманов от 1-3 дней в континентальных районах, до 11-13 дней на побережье. В марте на территории края продолжает действовать зимний муссон, но уже в ряде районов края заметно уменьшение повторяемости основных зимних направлений, а появляются ветры с направлениями, свойственными теплomu периоду года, к маю заметно возрастает повторяемость сильных ветров этих направлений.

Лето в Приморье в первой своей половине обычно жаркое и сухое в континентальной части и прохладное с частыми туманами и моросью - на побережье и во второй половине - жаркое, влажное, с обильными дождями.

Среднемесячная температура воздуха на побережье Японского моря в июне выше майской на 3-5°C. На восточных склонах Сихотэ-Алиня и всему побережью Японского моря она составляет 9-15°C. По мере удаления от береговой черты вглубь территории, температура заметно повышается, и наибольшие значения средней месячной температуры отмечаются в долине реки Арсеньевка и среднем течении реки Уссури - 16-18°C.

Изменчивость средней месячной температуры воздуха от года к году незначительна. В первой декаде июня в восточных районах отмечается прекращение последних заморозков. В наиболее холодные ночи июня температура воздуха опускается до 0-3°C в равнинной части и на юге края до 5-7°C тепла. Величина абсолютного максимума составляет 34-36°C, в прибрежных районах 27-30°C. Количество атмосферных осадков к июню увеличивается и распространение их по территории неравномерное: наименьшее на Приханкайской равнине, наибольшее - в бассейне рек Бикин, Большая Уссурка, Машиновка, в среднем течении реки Уссури.

Ветровой режим в этом месяце ослаблен, лишь при вторжении холодных воздушных масс Охотского моря отмечается усиление северо-восточного ветра вдоль Приморского побережья.

Летний муссон в июле-августе приобретает наибольшую устойчивость. Для континентальных районов июль, а для прибрежных - август являются самыми теплыми месяцами года. Средние месячные температуры воздуха высоки и составляют 16-21°C. Величина абсолютного максимума достигает 35-40°C, на побережье 31-34°C.

Из опасных гидрометеорологических явлений в эти летние месяцы отмечается очень сильный дождь (количество осадков 50 мм и более, за 12 часов и менее) и продолжительные сильные дожди с количеством осадков 100-120 мм и более за 2-3 суток.

Температура воздуха летом повышается от береговой полосы вглубь территории, и наиболее высокие ее значения наблюдаются на Приханкайской равнине (20-22). На западных склонах Сихотэ-Алиня значения ее на 3-3.5°C

выше, чем на восточных склонах и на побережье Японского моря. Территория края относится к зоне достаточного увлажнения: около 80-92% осадков приходится на теплый период года, причем основная масса обильных и ливневых осадков выпадает во вторую половину лета.

Ливневые дожди, как правило, связаны с прохождением тайфунов и южных циклонов над районами Приморского края. Величина максимальных суточных осадков изменяется до 90 - 100 мм в межгорных долинах, на юге - до 260 мм. Во Владивостоке - до 244 мм (1990 г.). Летние осадки часто сопровождаются грозами.

Районами повышенной грозовой деятельности считается Приханкайская равнина и северные предгорья Сихотэ-Алиня, где среднее число дней с грозой составляет 2-3.

2. РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Состояние электрической сети непрерывно изменяется, к примеру, в связи с включением и отключением электроприемников или изменением режимов работы, изменяется величина электрических нагрузок.

Особенно такие изменения нагрузок хорошо заметны в промышленных распределительных сетях, где наблюдается резкое изменение состояния электроприемников.

Для составления количественной характеристики работы, рассматриваются рабочие режимы электрической сети. Этим режимом будет являться ее условное установившееся состояние, которое в данный момент времени будет определяться параметрами режима.

Чтобы определить параметры режима работы электрической сети производятся контрольные замеры электрических нагрузок два раза в год: зимой и летом.

Для выполнения расчетов нам необходимы значения средней, эффективной и максимальной активных и реактивных мощностей. Чтобы их рассчитать, воспользуемся исходными данными, а именно замерами за 24 часа, с фиксацией показаний каждый час.

Вероятностные характеристики потребителей для зимнего и летнего периода рассчитываются по следующему алгоритму [29]:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i,$$

$$(3) \quad Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

(4)

где P_i - ордината графика нагрузки на i -ый час суток;

t_i – час суток (в течение каждого часа);

T – период наблюдения (24 часа).

Средняя мощность – ее величина требуется для выбора силовых трансформаторов.

Максимальная мощность рассчитывается по формулам [7]:

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right),$$

(5)

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot tg\varphi ,$$

(6)

где K_{ϕ} - коэффициент формы, принимаемый в расчетах 1,02;

t_{β} - коэффициент Стьюдента равный 1,96.

Максимальная мощность – средняя мощность в период максимальных нагрузок сети, по ее величине выбираются все элементы, кроме силовых трансформаторов.

Для расчета потерь электроэнергии используются эффективные средне-квадратичные мощности, их величина показывает, с какой эффективностью происходит эксплуатация того или иного элемента электрической сети:

$$P_{\varepsilon\phi} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}$$

(7)

$$Q_{\varepsilon\phi} = Q_{\varepsilon\phi} \cdot tg\varphi$$

(8)

Для расчета вероятностных характеристик в летнее время используется коэффициент летнего снижения нагрузки, который зависит от структуры потребителей. Так как в наличии имеются данные летних замеров, то можно с уверенностью использовать их.

Так как в наличии имеются данные замеров только за последний год, то далее выполняем прогнозирование нагрузки на следующие 5 лет, для того, чтобы правильно выбрать сечение ЛЭП, а также другие элементы электрической сети.

Для определения прогнозируемой нагрузки воспользуемся формулой:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}}, \quad (9)$$

где $P_{cp}^{баз}$ - средняя мощность за последний замер;

ε - коэффициент прироста нагрузок, принимаемый 0,043[];

$t_{прог} - t_{баз}$ - срок выполнения прогноза, в нашем случае 5 лет.

Выполним расчет средней, максимальной и эффективной мощности для подстанций, входящих в Приморскую сеть и запишем результаты в таблицу 8.

1.4 Анализ существующего режима

Для расчета и анализа текущего режима сети воспользуемся ПВК Ratsr-Win 3.

В таблице 2 представлены напряжения на шинах НН подстанций в максимальном режиме загрузки. В таблице 3 приведена токовая загрузка ЛЭП в этом же режиме.

Более подробный расчет максимального режима существующей сети приведен в Приложении Б.

Таблица 2 – Значения напряжений в максимальном режиме

Название	$U_{ном}$, кВ	$U_{расч}$, кВ
ВТЭЦ-2 220	220	219.11
ВТЭЦ-2 110	110	114.33
ПС Зеленый угол 220	220	218.18
ПС Зеленый угол 110	110	114.28
АТЭЦ 220	220	229
АТЭЦ 110	110	115,64
ПС Аэропорт	220	114.28

Владивосток 220	220	225.37
ПС Промузел ВН 1	110	221.34
ПС Спутник 110	110	109.12
ПС Чайка	110	108.09
ПС Волна 110	110	107.68
ПС Волна 220	220	107.92
Нейтраль ВТЭЦ-2	220	218.29
Генератор ВТЭЦ-2	10	208.99
Нейтраль АТЭЦ	220	10.00
Генератор АТЭЦ	10	215.40
Промузел НН 1	6	10.00
Промузел НН 2	6	5.78
ПС Промузел ВН 2	110	5.78
ПС А	110	109.12

Таблица 3 – Токовая нагрузка ЛЭП

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
1	11	ВТЭЦ-2 220 - АТЭЦ 220	291	275
1	6	ВТЭЦ-2 220 - ПС Зеленый угол 220	482	482
12	19	АТЭЦ 110 - ПС Промузел ВН 1	503	503
11	16	АТЭЦ 220 - ПС Аэропорт	278	283
16	17	ПС Аэропорт - Владивосток 220	279	285

Продолжение таблицы 3

17	6	Владивосток 220 - ПС Зеленый угол 220	82	101
9	20	ПС Промузел ВН 2 - ПС Спутник 110	397	397
34	20	ПС Чайка - ПС Спутник 110	237	237
34	54	ПС Чайка - ПС Волна 110	126	125
6	55	ПС Зеленый угол 220 - ПС Волна 220	102	101
2	24	ВТЭЦ-2 110 - ПС А	491	491
2	24	ВТЭЦ-2 110 - ПС А	491	491
24	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	164	164
24	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	651	651
17	55	Владивосток 220 - Волна 220	651	651

Исходя из данных в таблице 2, напряжения на шинах НН всех подстанций соответствуют нормам качества электроэнергии и находятся в допустимых пределах. Что касается токовой загрузки линий, приведенной в таблице 3, то нагрузка линий электропередачи, а также кабельных линий находится в допустимых пределах. На рисунке 3 показана схема потокораспределения в максимальном режиме.

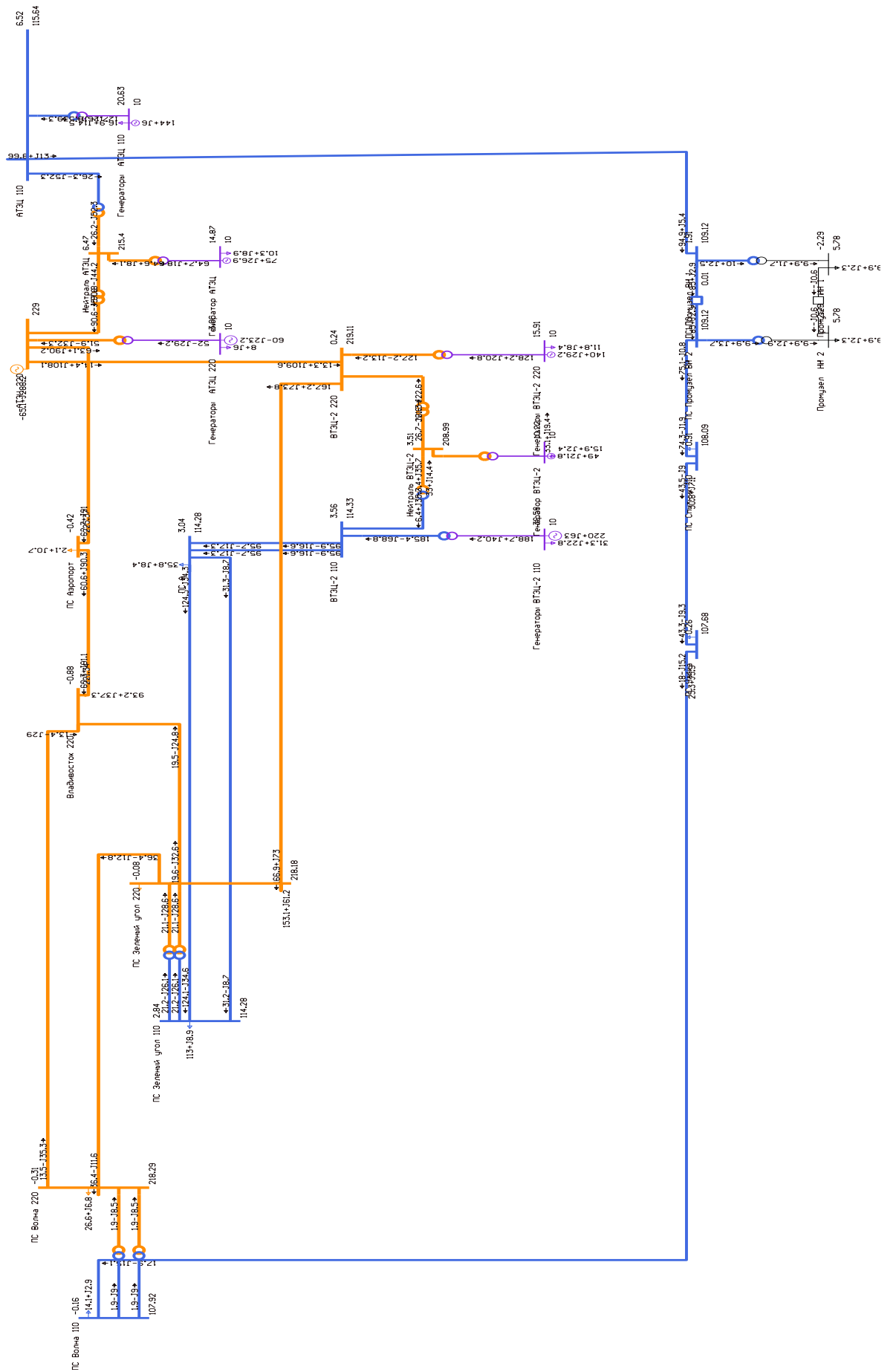


Рисунок 2 – Схема потокораспределения в максимальном режиме

Таблица 4 – Вероятностные характеристики нагрузок

Под-станция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{min} , МВт	P_{max} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{min} , Мвар	Q_{max} , Мвар
Волна	Зима	24,18	25,92	23,45	26,6	9,67	9,71	8,95	10,64
	Лето	23,87	24,91	23,14	26,1	9,11	9,55	8,15	10,05
Зеленый угол	Зима	34,63	36,19	33,9	38,1	13,85	14,66	13,23	15,24
	Лето	33,22	35,3	32,6	37,6	13,23	13,55	12,65	14,48
Аэро- порт	Зима	12,95	14,89	12,9	13	3,88	4,46	3,87	3,9
	Лето	11,75	13,51	11,7	11,8	3,52	4,05	3,51	3,54
Влади- восток	Зима	74,99	78,22	72,7	82,4	29,96	30,87	28,71	32,96
	Лето	72,55	75,03	71,1	81,8	28,01	29,7	27,8	31,04
ВТЭЦ-2	Зима	7,54	7,9	6,8	8,3	3,01	2,32	1,98	3,32
	Лето	6,2	6,6	5,3	7,2	2,8	2,1	1,23	2,66
АТЭЦ	Зима	11,85	13,62	8,4	15,3	3,5	4,08	2,52	4,59
	Лето	18,1	20,82	18,1	18,1	5,43	6,24	5,43	5,43
Прому- зел	Зима	1,05	1,21	1,0	1,1	0,32	0,37	0,3	0,33
	Лето	0,65	0,75	0,5	0,7	0,58	0,67	0,15	0,21
Чайка	Зима	5,28	6,07	5,23	5,33	1,58	1,82	1,57	1,6
	Лето	5,51	6,34	5,43	5,6	1,65	1,90	1,63	1,68
Спутник	Зима	5,28	6,07	5,23	5,33	1,58	1,82	1,57	1,6
	Лето	5,51	6,34	5,43	5,6	1,65	1,90	1,63	1,68
Запад- ная	Зима	5,28	6,07	5,23	5,33	1,58	1,82	1,57	1,6
	Лето	5,51	6,34	5,43	5,6	1,65	1,90	1,63	1,68
Казармы	Зима	3,00	3,45	2,90	3,10	0,90	1,04	0,87	0,93
	Лето	2,90	3,34	2,80	3,00	0,87	1,00	0,84	0,90
Де-фриз	Зима	3,00	3,45	2,90	3,10	0,90	1,04	0,87	0,93
	Лето	2,90	3,34	2,80	3,00	0,87	1,00	0,84	0,90

Продолжение таблицы 4

Шахта-7	Зима	3,00	3,45	2,90	3,10	0,90	1,04	0,87	0,93
	Лето	2,90	3,34	2,80	3,00	0,87	1,00	0,84	0,90
Ме- бельная	Зима	3,00	3,45	2,90	3,10	0,90	1,04	0,87	0,93
	Лето	2,90	3,34	2,80	3,00	0,87	1,00	0,84	0,90

Выполним расчет прогнозируемой нагрузки для всех подстанций с перспективой развития на следующие 5 лет. Результаты расчета сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Прогнозирование нагрузок

Под- стан- ция	Врем я	$P_{ср}^{прог}$,	$P_{эф}^{прог}$,	$P_{min}^{прог}$,	$P_{max}^{прог}$,	$Q_{ср}^{прог}$,	$Q_{эф}^{прог}$,	$Q_{min}^{прог}$,	$Q_{max}^{прог}$,
		МВт	МВт	МВт	МВт	Мвар	Мвар	Мвар	Мвар
Волна	Зима	0,99	1,14	0,99	1,73	0,41	0,47	0,30	0,52
	Лето	0,86	0,99	0,86	0,86	0,26	0,30	0,26	0,26
Зеле- ный угол	Зима	2,35	2,70	2,35	2,35	0,70	0,81	0,70	0,70
	Лето	0,74	0,85	1,97	1,97	0,59	0,68	0,59	0,59
Аэро- порт	Зима	15,98	18,38	15,92	16,05	4,79	5,50	4,78	4,81
	Лето	14,50	16,68	14,44	14,56	4,34	5,00	4,33	4,37
Вла- диво- сток	Зима	97.82	112.6 3	96.89	98.74	29.35	33.79	29.01	29.62
	Лето	102.1 4	117.4 4	100.6 0	103.6 8	30.61	35.18	30.18	31.10
ВТЭЦ -2	Зима	8,27	9,50	8,15	8,39	2,48	2,86	2,44	2,52
	Лето	2,72	3,12	2,72	2,72	0,81	0,94	0,81	0,81
АТЭЦ	Зима	14,63	16,82	10,37	18,88	4,39	5,05	3,11	5,67
	Лето	22,34	25,69	22,34	22,34	6,70	7,71	6,70	6,70

Продолжение таблицы 5

Прому-зел	Зим а	1,30	1,49	1,23	1,36	0,39	0,46	0,37	0,41
	Лето	0,80	0,93	0,62	0,86	0,72	0,83	0,19	0,26
Чайка	Зим а	24,45	28,16	24,22	24,69	7,34	8,45	7,25	7,41
	Лето	25,53	29,36	25,15	25,92	7,65	8,79	7,54	7,78
Спутник	Зим а	24,45	28,16	24,22	24,69	7,34	8,45	7,25	7,41
	Лето	25,53	29,36	25,15	25,92	7,65	8,79	7,54	7,78
Запад-ная	Зим а	24,45	28,16	24,22	24,69	7,34	8,45	7,25	7,41
	Лето	25,53	29,36	25,15	25,92	7,65	8,79	7,54	7,78
Казармы	Зим а	24,45	28,16	24,22	24,69	7,34	8,45	7,25	7,41
	Лето	25,53	29,36	25,15	25,92	7,65	8,79	7,54	7,78
Де-фриз	Зим а	3,70	4,26	3,58	3,83	1,11	1,28	1,07	1,15
	Лето	3,58	4,12	3,46	3,70	1,07	1,23	1,04	1,11
Шахта-7	Зим а	3,70	4,26	3,58	3,83	1,11	1,28	1,07	1,15
	Лето	3,58	4,12	3,46	3,70	1,07	1,23	1,04	1,11
Ме-бельная	Зим а	3,70	4,26	3,58	3,83	1,11	1,28	1,07	1,15
	Лето	3,58	4,12	3,46	3,70	1,07	1,23	1,04	1,11

3. РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ СХЕМ ПОДСТАНЦИИ

Принципы и цели, на которых базируется и строится работа по подготовке проектной документации:

1. Передача и распределение заданного количества электроэнергии (рассчитывается по графику потребления);
2. Надежная работа электроустановок и системы в целом;
3. Стабильные качественные характеристики электроэнергии (заданные);
4. Сокращение затрат на сооружение подстанций;
5. Снижение ежегодных издержек на содержание и обслуживание объектов энергосистемы.

Надежность и стабильность тока определяются принятыми нормативами, задается количество электроэнергии же в техническом задании, которое заказчик предоставляет исполнителю перед началом проектирования. В задачи специалистов входит поиск оптимального решения, которое обеспечит достижения необходимых показателей мощности, отпускаемой энергии, качества при минимальных возможных затратах финансовых, временных и трудовых ресурсов.

Исходя из этого, составляем 2 варианта подключения ПС Солнечная долина, которые приведены на Листе 2.

В 1 варианте предлагается подключение ПС Солнечная долина к линии 220 кВ Владивосток-Волна.

Во 2 варианте перелагается подключение ПС Солнечная долина к линии 110 кВ АТЭЦ-Промузел.

4 КАЧЕСТВЕННЫЙ И ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТБОР КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ

4.1 Анализ 1 варианта ПС Солнечная долина

Таблица 6 – Токовая нагрузка ЛЭП нормальный режим

Токовая нагрузка ЛЭП 1 вариант Нормальный режим							
N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч	I/I_dop
1	11	ВТЭЦ-2 220 - АТЭЦ 220	305	289	ВН	610.0	50.0
1	6	ВТЭЦ-2 220 - ПС Зеленый угол 220	512	513	ВН	690.0	74.3
12	19	АТЭЦ 110 - ПС Промузел ВН 1	512	512	ВН	610.0	83.9
11	16	АТЭЦ 220 - ПС Аэропорт	313	318	ВН	830.0	38.4
16	17	ПС Аэропорт - Владивосток 220	314	320	ВН	825.0	38.7
17	6	Владивосток 220 - ПС Зеленый угол 220	82	100	ВН	830.0	12.0
9	20	ПС Промузел ВН 2 - ПС Спут- ник 110	406	406	ВН	610.0	66.5
34	20	ПС Чайка - ПС Спутник 110	245	245	ВН	390.0	62.7
34	54	ПС Чайка - ПС Волна 110	130	129	ВН	390.0	33.4
6	55	ПС Зеленый угол 220 - ПС Волна 220	124	124	ВН	690.0	18.0
15	55	ПС Солнечная долина ВН 2 - ПС Волна 220	96	103	ВН	710.0	14.5
2	24	ВТЭЦ-2 110 - ПС А	492	492	ВН	610.0	80.7
2	24	ВТЭЦ-2 110 - ПС А	492	492	ВН	730.0	67.4

Продолжение таблицы 6

24	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	164	164	ВН	730.0	22.5
24	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	652	652	ВН	730.0	89.4

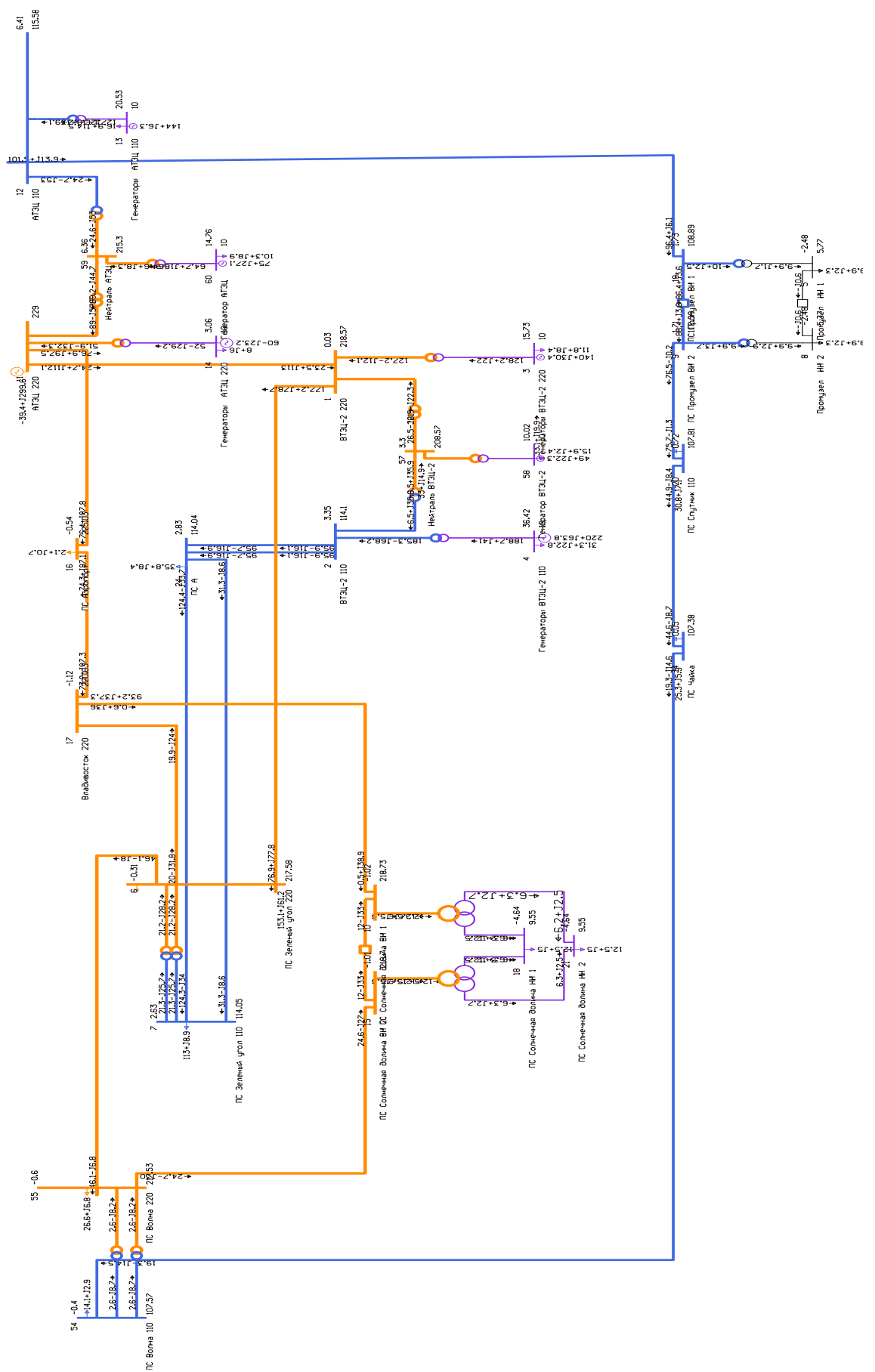


Рисунок 3 – Схема потокораспределения в нормальном режиме

Таблица 7 – Токовая нагрузка ЛЭП послеаварийный режим

Токовая нагрузка ЛЭП 1 вариант отключение трансформатора							
N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_расч	I/I_dop
1	11	ВТЭЦ-2 220 - АТЭЦ 220	307	291	ВН	610.0	50.3
1	6	ВТЭЦ-2 220 - ПС Зеленый угол 220	514	514	ВН	690.0	74.5
12	19	АТЭЦ 110 - ПС Промузел ВН 1	512	512	ВН	610.0	84.0
11	16	АТЭЦ 220 - ПС Аэропорт	316	321	ВН	830.0	38.7
16	17	ПС Аэропорт - Владивосток 220	316	322	ВН	825.0	39.1
17	6	Владивосток 220 - ПС Зеленый угол 220	81	99	ВН	830.0	12.0
9	20	ПС Промузел ВН 2 - ПС Спут- ник 110	406	406	ВН	610.0	66.5
34	20	ПС Чайка - ПС Спутник 110	245	245	ВН	390.0	62.8
34	54	ПС Чайка - ПС Волна 110	130	129	ВН	390.0	33.3
6	55	ПС Зеленый угол 220 - ПС Волна 220	124	124	ВН	690.0	18.0
15	55	ПС Солнечная долина ВН 2 - ПС Волна 220	95	101	ВН	710.0	14.2
10	17	ПС Солнечная долина ВН 1 - Владивосток 220	106	97	ВН	710.0	14.9
2	24	ВТЭЦ-2 110 - ПС А	492	492	ВН	610.0	80.7
2	24	ВТЭЦ-2 110 - ПС А	492	492	ВН	730.0	67.4
24	7	ПС А - ПС Зеле- ный угол 110	164	164	ВН	730.0	22.5
24	7	ПС А - ПС Зеле- ный угол 110	652	652	ВН	730.0	89.4

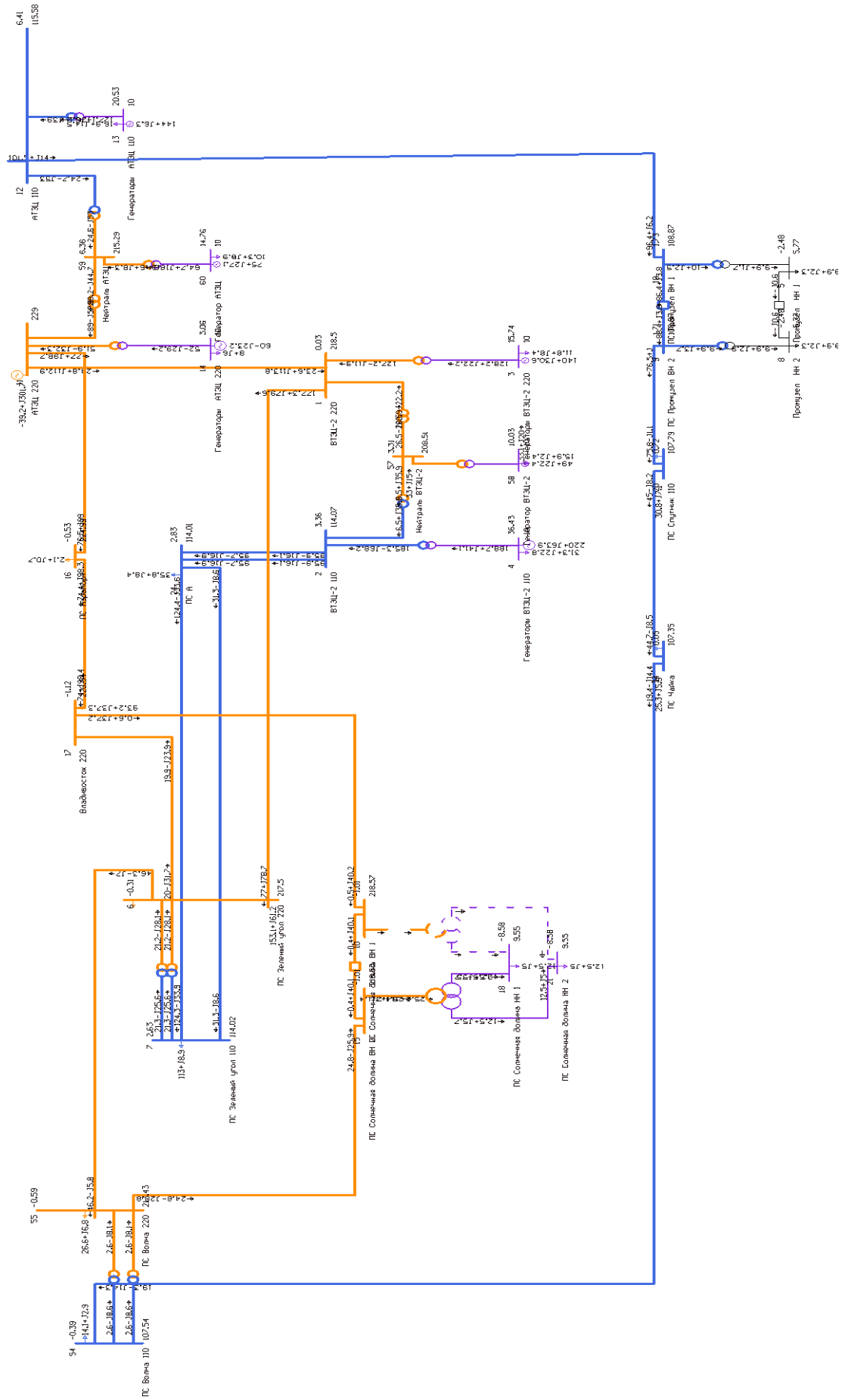


Рисунок 4 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме

Исходя из полученных данных послеаварийного режима, при отключении трансформатора, можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 8 - Экономическая выгода 1 варианта

Вариант 1	Количество	Цена за 1 шт.	Итог
Два блока с выключателями и неавтоматической перемыч- кой со стороны линии (4Н) 110 кВ	1 шт.	11900000 руб.	11900000руб.
Трансформаоры ТРДН-40000\220	2 шт.	4682000 руб.	9364000 руб.
Всего		21264000руб.	

Для первого варианта предлагается следующая схема РУ

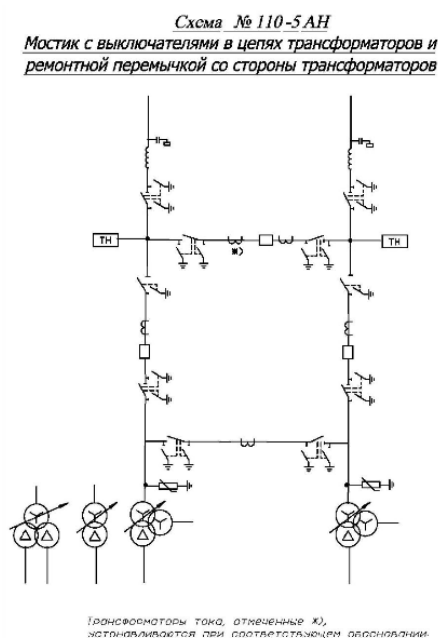


Рисунок 5 – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора

4.2 Анализ 2 варианта ПС Солнечная долина

Таблица 9 – Токовая нагрузка ЛЭП нормальный режим

Токовая нагрузка ЛЭП 2 варианта ПС Солнечная долина							
N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч	I/I_доп
1	11	ВТЭЦ-2 220 - АТЭЦ 220	275	260	ВН	610.0	45.0
1	6	ВТЭЦ-2 220 - ПС Зеленый угол 220	514	514	ВН	690.0	74.5
11	16	АТЭЦ 220 - ПС Аэропорт	338	344	ВН	830.0	41.4
16	17	ПС Аэропорт - Владивосток 220	339	346	ВН	825.0	41.9
17	6	Владивосток 220 - ПС Зеленый угол 220	32	45	ВН	830.0	5.4
9	20	ПС Промузел ВН 2 - ПС Спутник 110	248	248	ВН	610.0	40.6
34	20	ПС Чайка - ПС Спутник 110	99	100	ВН	390.0	25.5
34	54	ПС Чайка - ПС Волна 110	103	102	ВН	390.0	26.5
6	55	ПС Зеленый угол 220 - ПС Волна 220	204	202	ВН	690.0	29.6
15	19	ПС Солнечная долина ВН 2 - ПС Промузел ВН 1	353	353	ВН	710.0	49.7
10	12	ПС Солнечная долина ВН 1 - АТЭЦ 110	493	492	ВН	830.0	59.4
2	24	ВТЭЦ-2 110 - ПС А	491	491	ВН	610.0	80.5
2	24	ВТЭЦ-2 110 - ПС А	491	491	ВН	730.0	67.3
24	7	ПС А - ПС Зеле- ный угол 110	164	164	ВН	730.0	22.5
24	7	ПС А - ПС Зеле- ный угол 110	652	652	ВН	730.0	89.3

Таблица 10 – Токовая загрузка ЛЭП послеаварийный режим: отключение трансформатора

Токовая загрузка ЛЭП-в 2 варианта ПС Солнечная долина							
N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Ме-сто	Iдоп_расч	I/I_dop
1	11	ВТЭЦ-2 220 - АТЭЦ 220	276	261	ВН	610.0	45.2
1	6	ВТЭЦ-2 220 - ПС Зеленый угол 220	514	515	ВН	690.0	74.6
11	16	АТЭЦ 220 - ПС Аэропорт	340	346	ВН	830.0	41.6
16	17	ПС Аэропорт - Владивосток 220	341	348	ВН	825.0	42.1
17	6	Владивосток 220 - ПС Зеленый угол 220	32	45	ВН	830.0	5.4
9	20	ПС Промузел ВН 2 - ПС Спутник 110	247	246	ВН	610.0	40.4
34	20	ПС Чайка - ПС Спутник 110	101	102	ВН	390.0	26.1
34	54	ПС Чайка - ПС Волна 110	110	109	ВН	390.0	28.1
6	55	ПС Зеленый угол 220 - ПС Волна 220	204	202	ВН	690.0	29.5
15	19	ПС Солнечная долина ВН 2 - ПС Промузел ВН 1	352	352	ВН	710.0	49.6
10	12	ПС Солнечная долина ВН 1 - АТЭЦ 110	496	495	ВН	830.0	59.8
2	24	ВТЭЦ-2 110 - ПС А	491	491	ВН	610.0	80.5
2	24	ВТЭЦ-2 110 - ПС А	491	491	ВН	730.0	67.3
24	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	164	164	ВН	730.0	22.5
24	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	652	652	ВН	730.0	89.3

Исходя из полученных данных послеаварийного режима, при отключении трансформатора, можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 11 - Экономическая выгода 2 варианта

Вариант 2	Количество	Цена за 1 шт.	Итог
Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии (4Н) 110 кВ	1 шт.	11900000руб.	11900000руб.
Трансформаторы ТРДН-25000\110	2 шт.	3160000 руб.	6320000руб.
Всего		18220000руб.	

Проанализировав 2 варианта модернизации ПС Солнечная долина более выгодный вариант является вариант под номером 2, так как он экономичней на 3044000 руб.

4.3 Выбор числа и мощности трансформаторов

В данном разделе рассматривается выбор количества и мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС «Солнечная долина» в связи с подключением к ОРУ на напряжении 110 кВ АТЭЦ.

Выбор числа и мощности трансформаторов осуществляется в зависимости от категорийности потребителей. Если в составе нагрузки подстанции имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух. Установка на подстанции более двух трансформаторов не рекомендуется и должна быть обоснована специально [4].

В данном проекте, как говорилось ранее, отсутствуют потребители первой категории, следовательно, достаточно наличие двух взаиморезервирующих источников питания. Исходя из вышесказанного, делаем вывод о том, что на подстанции требуется установка двух трансформаторов.

Расчетная мощность двухобмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле (МВА) [4]:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_m)^2 + (Q_{неск})^2}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}} [0,1] \quad (10)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (МВА);

P_m – средняя активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_{неск}$ – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения определенная согласно оптимизации режима работы сети (МВАр);

n_T – число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$ – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции (0,7) .

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(P_m)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{n_T \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (11)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(P_m)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (12)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Солнечная долина» с учетом установки устройств компенсации реактивной мощности и прогнозирования нагрузки, расчетная мощность трансформатора:

$$S_P = \frac{\sqrt{(20,833)^2 + (10)^2}}{2 \cdot 0,7} = 16,013 \text{ (МВА)}$$

Выбираем двухобмоточный трансформатор типа ТРДН 25000/110 с номинальной мощностью 40000 МВА, номинальное напряжение низкой стороны 10 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(20,833)^2 + (10)^2}}{2 \cdot 25} = 0,462$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(20,833)^2 + (10)^2}}{40} = 0,924$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют приемлемые значения. Следовательно данный тип трансформатора оставляем.

5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проектировании электроэнергетических систем необходимо рассчитывать различные режимы её работы. Особое внимание стоит уделить аварийному режиму, так как неисправности в сети, могут привести к смерти или причинить вред здоровью человеку, повредить или вывести из строя дорогостоящее электрооборудование, вызвать каскадный сбой работы энергосети.

К аварийным режимам работы электросети можно отнести:

низкое напряжение, вызванное коммутацией электроприборов, носит кратковременный характер;

слабый ток, вызванный частичным разрывом цепи или замыканием на корпус, в результате чего в цепи появляется дополнительное сопротивление, ограничивающее ток;

скачок напряжения - увеличение значения напряжения электроприбора в десятки или сотни раз вследствие резкого обрыва нагрузки или, например, удара молнии;

короткое замыкание (КЗ) - резкое возрастание электрического тока в цепях электроустановок, не предусмотренное нормальным режимом работы сети, которое приводит к сбоям работы оборудования.

Наиболее частой причиной возникновения аварийных режимов работы являются КЗ. Для исключения возможности их негативного действия, с ними начинают бороться ещё на стадии проектирования. Для этого рассчитывают теоретические значения токов короткого замыкания, по расчётным данным выбирают электрические аппараты и устройства релейной защиты.

В трёхфазных сетях возникают следующие виды коротких замыканий:

Трёхфазные - симметричное замыкание - все три ветви находятся в одинаковых условиях, а величина переходного сопротивления равна нулю;

Двухфазное - несимметричное короткое замыкание, особой фазой которой является провод, не подверженный воздействию переходного сопротивления;

Однофазное - замыкание, возникающее в результате падения фазного провода на землю; двухфазное на землю - короткое замыкание, причиной которого является падение сразу двух проводов на землю.

В результате возникновения несимметрии, аварийные токи удобнее представить в виде суммы трёх различных последовательностей: нулевой (ток в нейтральном проводе или земле); обратной (направление тока от нагрузки к источнику питания); прямой (направление тока от источника питания к нагрузке). Для расчёта тока каждой из последовательностей первоначально составляются их одноимённые схемы замещения.

В схему замещения прямой и обратной последовательностей вносятся своими фактическими сопротивлениями, так как от изменения порядка чередования фаз сопротивления элементов не изменятся, однако в схеме замещения обратной последовательности ЭДС принимают равной нулю - закорачивают. Для учёта влияния нагрузок в схемы замещения так же вносят их сопротивления в относительных единицах, равные 0.35, а так же ЭДС, принятые 0.85 о.е. Схема замещения нулевой последовательности существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Влияние будет иметь заземление нейтрали трансформаторов. Для возможности протекания тока нулевой последовательности нейтраль трансформатора должна быть заземлена, в то время как схема соединения треугольником является фильтром нулевой последовательности и сопротивление этого трансформатора в схему замещения не вносится. В результате протекания тока нулевой последовательности по линиям электропередачи они увеличивают индуктивное сопротивление линии, поэтому для нахождения можно воспользоваться допущением, что отношение сопротивлений ЛЭП нулевой и прямой последовательности равно трём.

Для расчётов токов КЗ использовалась ПВК RastrWin3. В качестве базисного напряжения взято номинальное напряжение высокой стороны расчётной ПС - 110 кВ, за базисную мощность - 100 МВА. Пересчёт сопротивлений ЛЭП и трансформаторов производился по формуле 15:

$$Z_{o.e.}^* = Z_{u.e.} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} \quad (15)$$

Для учёта влияния нагрузки вводится его сопротивление, приведённое к базисному напряжению, рассчитанное по формуле 16:

$$Z_{нагр.o.e.}^* = 0.35 \cdot k_{тр}^{-2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нагр.u.e.}} \quad (16)$$

Принимая во внимание вышесказанное, для расчётного участка, представленного на рисунке 9, были составлены схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, представленные соответственно на рисунках 10, 11 и 12.

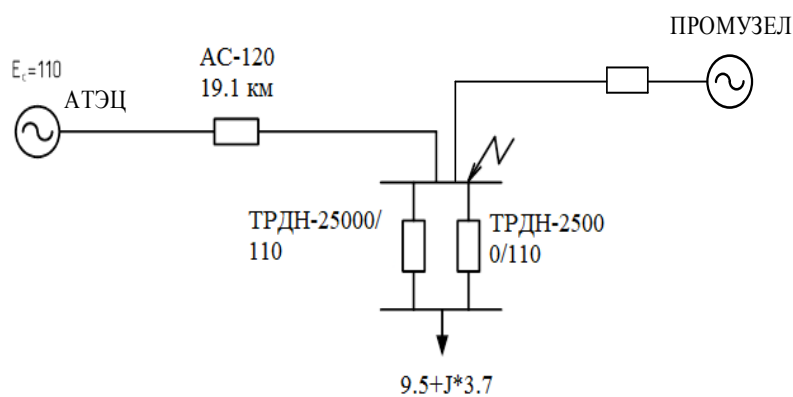


Рисунок 9 - Исходная схема для расчёта ТКЗ

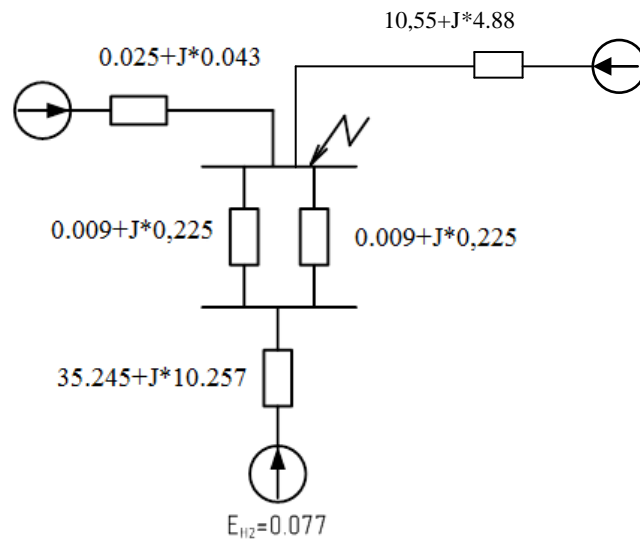


Рисунок 10 - Схема замещения прямой последовательности

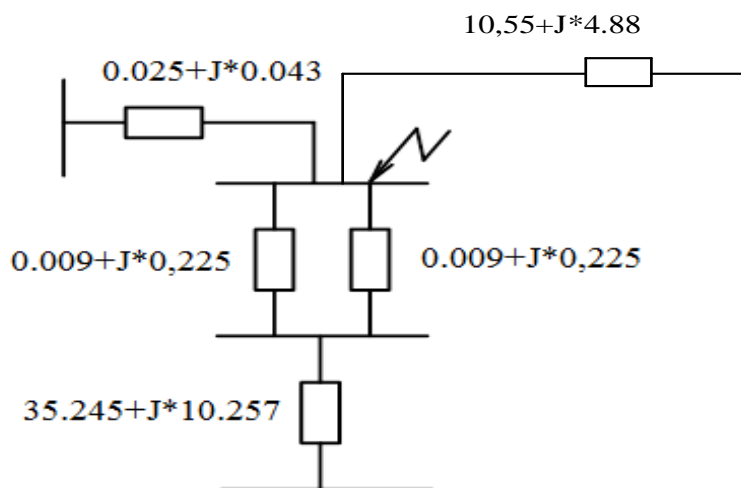


Рисунок 11 - Схема замещения обратной последовательности

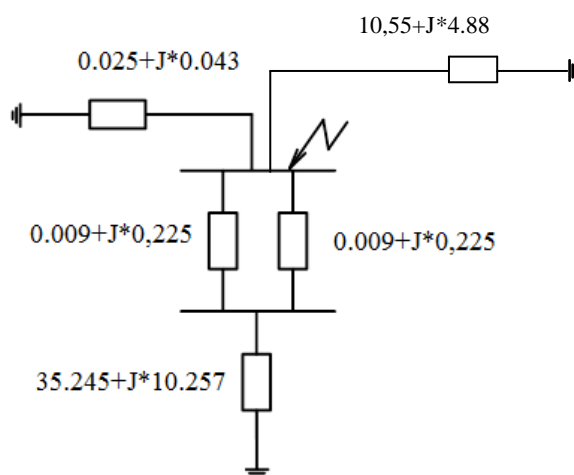


Рисунок 12 - Схема замещения нулевой последовательности

Расчёт трёхфазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения ПС Солнечная долина приведен в Приложении А.

Для перевода тока КЗ из относительных единиц в именованные рассчитанный ток необходимо домножить на базисное значение тока, рассчитанное по формуле 17:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (17)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\delta} = I_{пер} + I_{анер} \cdot e^{\frac{-0.01 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}}}, \quad (18)$$

где f - промышленная частота сети, 50 Гц;

r_{Σ} - эквивалентное активное сопротивление;

x_{Σ} - эквивалентное реактивное сопротивление.

При расчёте несимметричных коротких замыканий (двухфазного, однофазного, двойного замыкания на землю) было использовано правило эквивалентности прямой последовательности. Согласно ему, для расчёта любого несимметричного КЗ достаточно к эквивалентному сопротивлению прямой последовательности добавить вносимое сопротивление шунта, зависящее от вида КЗ. Формулы расчёта вносимого сопротивления сведены в таблицу 16.

Таблица 16 - Формулы расчёта вносимого шунта

Вид КЗ	Формула расчёта шунта
Трёхфазное	$x_{ш} = 0$
Двухфазное	$x_{ш} = x_{экр.О.П.}$
Однофазное	$x_{ш} = x_{экр.О.П.} + x_{экр.Н.П.}$
Двойное замыкание на землю	$x_{ш} = \frac{x_{экр.О.П.} \cdot x_{экр.Н.П.}}{x_{экр.О.П.} + x_{экр.Н.П.}}$

С помощью аналогичных эквивалентных преобразований были получены эквивалентные сопротивления обратной и нулевой последовательности, рассчитаны сопротивления вносимых шунтов и постоянные времени для каждого вида короткого замыкания. Результаты расчёта приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Параметры шунта

Вид КЗ	Сопротивление вносимого шунта, о.е.	Постоянная времени, с
Трёхфазное	0	0.00439
Двухфазное	$0.029 + j \cdot 0.038$	0.00439
Однофазное	$0.193 + j \cdot 0.065$	0.00412
Двойное замыкание на землю	$0.029 + j \cdot 0.027$	0.00431

Расчётные значения для сторон ВН; СН; и НН ПС "Солнечная долина" при различных видах короткого замыкания приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Расчётные токи короткого замыкания

Вид КЗ	Сторона					
	ВН		СН		НН	
	Модуль, кА	Угол, °	Модуль, кА	Угол, °	Модуль, кА	Угол, °
I3ф.пер	1.06	-53.42	2.13	-58	4.27	-66
I3ф.апер	1.49	-53.42	3.2	-58	7.4	-66
I3ф.уд	1.63	-53.42	3.15	-58	7.31	-66
I2ф.пер	0.53	-53.42	1.07	-58	2.14	-66
I2ф.апер	0.75	-53.42	2.01	-58	3.02	-66
I2ф.уд	0.81	-53.42	2.32	-58	3.65	-66
I1ф.пер	0.21	-25.8	1.08	-58	2.13	-66
I1ф.апер	0.29	-25.8	2.01	-58	3.02	-66
I1ф.уд	0.29	-25.8	1.65	-58	3.65	-66
I1,1ф.пер	0.58	-49.2	2.13	-58	4.27	-66
I1,1ф.апер	0.83	-49.2	3.02	-58	6.04	-66
I1,1ф.уд	0.88	-49.2	3.16	-58	7.31	-66

6 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее - на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее – только на линиях 110 – 220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную закоротку в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Для линий 110 – 220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

Таким образом, принимаем к установке на линии следующие защиты:

- 1) дистанционная защита от междуфазных повреждений – в качестве основной;
- 2) токовая защита нулевой последовательности – в качестве основной;
- 3) ступенчатая токовая защита – в качестве резервной.

Все выше перечисленные виды защит могут быть реализованы на базе микропроцессорного терминала защиты линии ШМЗЛ-03-5-110-УХЛ4, производства фирмы «ЧЭАЗ».

6.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных коротких замыканий. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени, все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем, все КЗ в пределах II зоны – с большим временем, КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot Z_l, \quad (120)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформатором тока и напряжения, $k_3 = 0,85$ [3, с. 35];

Z_l – полное сопротивление линии.

$$Z_l = Z_{ac240} \cdot l, \quad (121)$$

где l_l – длина линии «Чайка – Спутник», $l = 301,2$ км;

Z_{ac240} – удельное сопротивление провода АС – 240,

$$Z_l = x_{ac240} \cdot l,$$

$$Z_l = 0,435 \cdot 301,2 = 131,02 \text{ Ом}$$

$$Z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot 131,02 = 111,37 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени защиты $t_{с.з.}^I = 0$ с.

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум условиям:

1) согласование по чувствительности с первой ступенью защиты следующей линии.

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot (Z_{л} + k_{отс} \cdot Z_{с.з.см}^{I(II)}), \quad (122)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, $k'_3 = 0,85$;

$Z_{с.з.см}^{I(II)}$ – уставка срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии (Усть-Кут – Тира);

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot (131,02 + 0,85 \cdot 86,47) = 173,84 \text{ Ом.}$$

2) отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$Z_{с.з.}^{II} = k_3 \cdot \left(Z_{л} + \frac{Z_m}{K'_{ток}} \right), \quad (123)$$

где Z_m – сопротивления трансформатора;

$K'_{ток}$ – коэффициент токораспределения, $K'_{ток} = 1$;

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left(131,02 + \frac{104}{1} \right) = 199,77 \text{ Ом.}$$

Из полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

$$199,77 > 173,84, \text{ следовательно принимаем } Z_{с.з.}^{II} = 173,84 \text{ Ом.}$$

Проверим чувствительность защиты. Она должна быть равной или больше чем 1,25.

$$k_{ч}^{II} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{Z_{л}} \geq 1,25, \quad (124)$$

$$k_{ч}^{II} = \frac{173,84}{131,02} = 1,33 \geq 1,25$$

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{сз}^{II} \geq t_{сз.мп} + \Delta t, \quad (125)$$

где $t_{сз.мп}$ – выдержка времени основной защиты трансформатора, с;

Δt – степень селективности, для упрощения расчетов принимаем равной 0,5 с;

$$t_{сз}^{II} \geq 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

Уставка срабатывания третьей ступени.

Уставка выбирается по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода.

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{U_{\text{мин.экспл.}}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot k_g \cdot I_{\text{нагр}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нагр}})}, \quad (126)$$

где $U_{\text{мин.экспл.}}$ – минимальное эксплуатационное напряжение;

k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,2$;

k_g – коэффициент возврата, $k_g = 1,1$;

$I_{\text{нагр}}$ – ток нагрузки, $I_{\text{нагр}} = 605 \text{ А}$;

$\cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нагр}}) = 1$.

Минимальное эксплуатационное напряжение находим по формуле:

$$U_{\text{мин.экспл.}} = 0,9 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (127)$$

$$U_{\text{мин.экспл.}} = 0,9 \cdot 220 = 198 \text{ кВ};$$

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{198 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 605 \cdot 1 \cdot \cos(80 - 40)} = 186,6 \text{ Ом.}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии. Коэффициент чувствительности третьей ступени:

$$k_{ч}^{III} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_{л} + \frac{Z_{л.см}}{K_{ток}}} \geq 1,2, \quad (128)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{186,6}{43,89 + \frac{108,9}{1}} = 1,221 \geq 1,2.$$

Дальнее резервирование обеспечивается.

Выдержка времени третьей ступени отстраивается от выдержки времени резервной защиты трансформатора $t_{C3.T(p)}$ аналогичным способом:

$$t_{C3}^{III} \geq t_{C3.mp} + \Delta t, \quad (129)$$

$$t_{C3}^{III} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Принимаем: $Z_{C3}^{III} = 186,6 \text{ Ом}$, $t_{C3}^{III} = 1 \text{ с}$.

Производим заключение о возможности применения защиты в качестве основной или резервной, для чего определяется остаточное напряжение на шинах при КЗ в конце первой ступени:



где I_k^I – ток линии при трехфазном КЗ в конце первой ступени защиты, определяемый по кривым спада.

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 43,89 \cdot 3,01}{220} \cdot 100 = 88,402 \%$$

$$U_{ост} = 88,4 \% > 60\%$$

Дистанционную защиту можем принять в качестве основной.

В таблице 60 показаны результаты расчета уставок.

Таблица 60 – Уставки дистанционной защиты

1 комплект – в начале линии «Бобровка - Киренская»	
Первая ступень Z_{C3}^I , Ом	37,3
Вторая ступень Z_{C3}^{II} , Ом	104,19
Третьей ступень Z_{C3}^{III} , Ом	186,6
Время срабатывания 1-й ступени t_{C3}^I , с	0
Время срабатывания 2-й ступени t_{C3}^{II} , с	0,5
Время срабатывания 3-й ступени t_{C3}^{III} , с	1

Дистанционная защита линии, реализованная в микропроцессорном терминале ШМЗЛ-03-5-110-УХЛ4.

В терминале ШМЗЛ-03-5-110-УХЛ4 уставки сопротивлений устанавливаются в именованных единицах, переведенные через коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения. В набор уставок дистанционной защиты входят:

- 1) X1PP - реактивная зона охвата прямой последовательности;
- 2) R1PP - активное сопротивление линии прямой последовательности;
- 3) RFPP - резистивная зона охвата зоны дистанционной защиты;
- 4) T1PP – выдержка времени.

Для первой ступени дистанционной защиты:

$$X1PP = Z_{c3}^I \cdot \sin 77^\circ = 111,37 \cdot 0,97 = 108 \text{ Ом}$$

$$R1PP = Z_{c3}^I \cdot \cos 77^\circ = 111,37 \cdot 0,22 = 24,5 \text{ Ом}$$

$$RFPP = 1,5 \cdot X1PP - R1PP = 1,5 \cdot 108 - 24,5 = 137,5 \text{ Ом}$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X1PP = \frac{X1PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТН1}} = \frac{108 \cdot 120}{2200} = 5,89 \text{ Ом}$$

$$R1PP = \frac{R1PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТН1}} = \frac{24,5 \cdot 120}{2200} = 1,34 \text{ Ом}$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТН1}} = \frac{137,5 \cdot 120}{2200} = 7,5 \text{ Ом}$$

Выдержка времени $T1PP=0$ с.

Для второй ступени дистанционной защиты:

$$X2PP = Z_{c3}^{II} \cdot \sin 77^\circ = 173,84 \cdot 0,97 = 168,62 \text{ Ом}$$

$$R2PP = Z_{c3}^{II} \cdot \cos 77^\circ = 173,84 \cdot 0,22 = 38,2 \text{ Ом}$$

$$RFPP = 1,5 \cdot X2PP - R2PP = 1,5 \cdot 168,62 - 38,2 = 214,7 \text{ Ом}$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X2PP = \frac{X2PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТН1}} = \frac{168,62 \cdot 120}{2200} = 9,2 \text{ Ом}$$

$$R2PP = \frac{R2PP \cdot K_{TII}}{K_{TII}} = \frac{2,3 \cdot 120}{2200} = 2,1 \text{ Ом}$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{TII}}{K_{TII}} = \frac{214,7 \cdot 120}{2200} = 11,7 \text{ Ом}$$

Выдержка времени $T2PP=0,5$ с.

Для третьей ступени дистанционной защиты:

$$X3PP = Z_{C3}^{III} \cdot \sin 77^\circ = 186,86 \cdot 0,97 = 181,25 \text{ Ом}$$

$$R3PP = Z_{C3}^{III} \cdot \cos 77^\circ = 186,86 \cdot 0,22 = 41,1 \text{ Ом}$$

$$RFPP = 230,7 \text{ Ом}$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X3PP = \frac{X3PP \cdot K_{TII}}{K_{TII}} = \frac{181,25 \cdot 120}{2200} = 9,9 \text{ Ом}$$

$$R3PP = \frac{R3PP \cdot K_{TII}}{K_{TII}} = \frac{41,1 \cdot 120}{2200} = 2,24 \text{ Ом}$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{TII}}{K_{TII}} = \frac{230,7 \cdot 120}{2200} = 12,6 \text{ Ом}$$

Выдержка времени $T3PP=1$.

Кроме того, имеются еще и другие ступени дистанционной защиты линии: IV и V. IV – имеет параметры второй ступени, а время срабатывания $t_{cp}^{IV} = 0,3$ с и используется при оперативном ускорении. V ступень так же имеет параметры второй ступени, но в отличие от других выполняется обратно направленной.

6.2 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыкания на землю принимают максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Ток срабатывания отсечки первой ступени:

$$I_{0.c.3}^I = k_3 \cdot I_{0.max}, \tag{131}$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас, $k_3 = 1,3$;

$I_{0.max}$ – максимальный ток, протекающий через защиту на шинах приемной ПС.

Для первого комплекта (на ПС «Тира»):

$$I_{0.max1} = 0,348 \text{ кА}$$

$$I_{0.c.з.1}^I = 1,3 \cdot 0,348 = 0,452 \text{ кА}$$

Для второго комплекта (на ПС «Киренская»):

$$I_{0.max2} = 0,439 \text{ кА}$$

$$I_{0.c.з.2}^I = 1,3 \cdot 0,439 = 0,571 \text{ кА}$$

По кривым спада тока определяется зона защищаемая отсечкой (рисунок 14). Отсечка считается удовлетворительной, если она защищает 20 – 20 % линии в максимальном режиме.

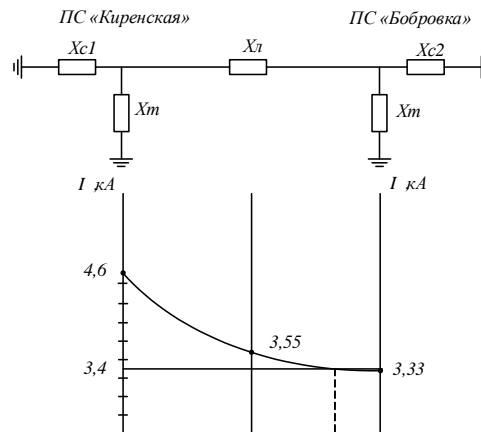


Рисунок 14 – Проверка зоны действия первой ступени ТЗНП

Из построенной схемы видно, что токовая отсечка для второго комплекта удовлетворяет условию и больше 20%, а токовая отсечка для первого комплекта не удовлетворяет условиям.

Из-за отсутствия данных выбор второй ступени не будем производить, опишем методику выбора.

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий:

$$I_{0.c.3}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot I_{0.max}^{II}, \quad (132)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий, $k_3 = 1,1$;

$I_{0.max}^{II}$ – ток срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения, определяемый по току при однофазном замыкании в конце зоны действия смежной защиты.

$$k_{ток} = \frac{I_{0.з.выб}}{I_{0.з.см}}, \quad (133)$$

где $I_{0.з.выб}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты;

$I_{0.з.см}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты смежный.

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0.c.3}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.max}^{(3)}, \quad (134)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, $k_{пер} = 1$;

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса, $k_{нб} = 0,1$;

$$I_{к.max.1}^{(3)} = 7,27 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.3.1}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 7,27 = 0,8 \text{ кА};$$

$$I_{к.max.2}^{(3)} = 5,62 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.3.2}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 5,62 = 0,618 \text{ кА}.$$

Принимаем $I_{0.c.3.1}^{III} = 0,8 \text{ кА}$, $I_{0.c.3.2}^{III} = 0,618 \text{ кА}$, $t_{0.c.3}^{III} = 1 \text{ с}$.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка:

$$k_q^{III} = \frac{I_{0.min}}{I_{0.c.з}^{III}}, \quad (135)$$

где $I_{0.min}$ – ток в конце смежного участка, $I_{0.min} = 1,196 \text{ кА}$.

$$k_q^{III} = \frac{1,196}{0,618} = 1,935;$$

$$k_q^{III} = 1,935 > 1,2.$$

Токовая защита нулевой последовательности линии, реализованная в микропроцессорном терминале REL-511

В набор уставок ТЗНП входят:

- 1) IN1 – ток срабатывания ступени, %;
- 2) T1 – время срабатывания ступени.

Рассчитаем уставки для первой ступени ТЗНП-2:

$$IN1 = \frac{I_{C3.0}^I \cdot 100}{K_{TPI} \cdot K_T} = \frac{571 \cdot 100}{240 \cdot 1} = 237,9 \text{ \%}.$$

Выдержка времени $T1=0$ с.

Рассчитаем уставки для третьей ступени ТЗНП-2:

$$IN3 = \frac{I_{C3.0}^{III} \cdot 100}{K_{TPI} \cdot K_T} = \frac{618 \cdot 100}{240 \cdot 1} = 257,5 \text{ \%}$$

Выдержка времени для третьей ступени $T1=1$ с;

Рассчитаем уставки для третьей ступени ТЗНП-1:

$$IN3 = \frac{I_{C3.0}^{III} \cdot 100}{K_{TPI} \cdot K_T} = \frac{800 \cdot 100}{240 \cdot 1} = 333,3 \text{ \%}$$

Выдержка времени для третьей ступени $T1=1$ с.

11.3 Ступенчатая токовая защита

Простая токовая защита реагирует на повышение действующего значения тока при замыкании в зоне чувствительности и предусматривает наличие, как правило, трех ступеней. Первой ступенью ступенчатой токовой защиты

является мгновенная токовая отсечка (МТО) без выдержки времени; второй – МТО с выдержкой времени; третьей - максимальная токовая защита.

Рассчитаем параметры первой ступени МТО:

1) ток срабатывания МТО отстраивается от полного тока трехфазного КЗ в конце защищаемой линии:

$$I_{СЗ.МТО} = K_3 \cdot I_{К1}^{(3)}, \quad (136)$$

где K_3 - коэффициент запаса по избирательности, $K_3 = 1,2$.

$$I_{СЗ.МТО.1} = 1,2 \cdot 3,2 = 3,84 \text{ кА}$$

$$I_{СЗ.МТО.2} = 1,2 \cdot 2,5867 = 3,104 \text{ кА}$$

МТО должна защищать не менее 20% линии, только в этом случае отсечка считается эффективной. Проверка полученного тока срабатывания по чувствительности производится относительно минимального тока КЗ в начале защищаемого участка:

$$K_{ч.МТО} = \frac{I_{К2}^{(2)}}{I_{СЗ.МТО}} > 2, \quad (137)$$

$$K_{ч.МТО.1} = \frac{1,28}{3,84} = 0,33 < 2$$

$$K_{ч.МТО.2} = \frac{1,58}{3,104} = 0,73 < 2$$

Коэффициент чувствительности меньше 2, следовательно, условие чувствительности не выполняется. Данная защита не может быть установлена в качестве основной.

6.4 Высокочастотная блокировка защит

ВЧ блокировка защит предназначена для ускорения отключения КЗ. Если на защищаемой ВЛ с двух сторон установлены ДЗ и ЗЗ, то КЗ на этой ВЛ обычно отключается 1-3 ступенями этих защит с выдержкой времени примерно от 0 до нескольких секунд. Использование ВЧ блокировки ДЗ и ЗЗ обеспечивает двухстороннее отключение ВЛ без выдержки времени при любом виде КЗ в любой точке защищаемой ВЛ.

Но применение ВЧ блокировки не обеспечивает ближнего резервирования защит: одни и те же защиты (ДЗ и ЗЗ) используются и для выполнения быстродействующей защиты ВЛ от всех видов КЗ и они же используются как резервные защиты ВЛ.

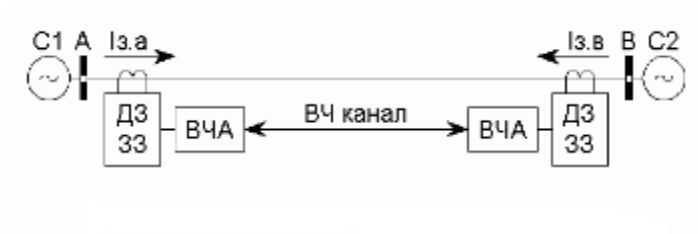


Рисунок 15 – ВЧ блокировка защит линий

Для организации ВЧ блокировки защит по защищаемой ВЛ организуется ВЧ канал и на каждом конце защищаемой ВЛ дополнительно к существующим резервным защитам ВЛ (ДЗ и ЗЗ) устанавливается ВЧА.

Принцип действия ВЧ блокировки резервных защит аналогичен принципу действия направленной ВЧ защиты:

1. В нормальном режиме работы защиты на обоих концах ВЛ находятся в не сработавшем состоянии, ВЧ передатчики остановлены.

2. При возникновении любого КЗ защита на каждом конце ВЛ сразу же запускает свой ВЧ передатчик. При междуфазных КЗ передатчик запускает ДЗ, при КЗ на землю - ЗЗ.

3. Если запущен ВЧ передатчик хотя бы на одном конце ВЛ, то в ВЧ канале имеется ВЧ сигнал, который принимается ВЧ приемниками на обоих концах ВЛ, при этом работа защиты без выдержки времени блокируется. ДЗ и ЗЗ могут сработать как обычно с выдержками времени.

4. Если защита на каком-либо конце ВЛ определяет, что направление в сторону КЗ - от шин в линию, то она останавливает свой ВЧ передатчик. При междуфазных КЗ определяет направление в сторону КЗ и останавливает ВЧ передатчик ДЗ, при КЗ на землю - ЗЗ.

5. Если будут остановлены оба ВЧ передатчика, то в ВЧ канале исчезнет ВЧ сигнал и защиты на обоих концах ВЛ подействуют на отключение ВЛ без выдержки времени.

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

7.1 Выбор выключателей

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков Ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания. Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные малообъемные, воздушные, элегазовые, вакуумные и т.д.

Для распределительного устройства высокой стороны подстанции Солнечная долина был выбран автоматический выключатель марки LTB145D1/V - элегазовый выключатель с автокомпрессионной дугогасительной камерой (дугогасительное устройство использует энергию самой дуги, обеспечивая механической нагрузки на сам выключатель), с пружинным приводом, с возможностью эксплуатации при температуре от -60° до $+40^{\circ}$, повышенной сейсмостойкости.

Сравнение каталожных и расчётных параметров выключателя LTB145D1/V приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Сравнение каталожных и расчётных параметров выключателя LTB145D1/B

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 46 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0.76 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0.76 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$
$I^2_T \cdot t_T = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 30.88 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 1.187 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{АНОМ} = 26.59 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1.08 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{АНОМ}$

Внешний вид выключателя изображен на рисунке 13.



Рисунок 13 - Внешний вид выключателя LTB145D1/B

7.2 Выбор разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На стороне 110 кВ подстанции Солнечная долина были выбраны разъединители марки РДЗ.1-110/1000УХЛ1 и РДЗ.2-110/1000УХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами соответственно.

Разъединители данной марки имеют два полюса, предназначены для включения или отключения обесточенных участков цепи, диапазон температур от -60° до $+40^{\circ}$.

В таблице 20 приведены параметры для выбора выключателей на стороне 110 кВ.

Таблица 20 - Параметры разъединителей марки РДЗ.1-110/1000УХЛ1 и РДЗ.2-110/1000УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_P = 110$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_{P_{MAX}} = 46$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 6.594$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$B_K = 3964$ кА ² с	$B_K = 30.88$ кА ² с	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$B_K = 992.25$ кА ² с	$B_K = 30.88$ кА ² с	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Внешний вид выбранных разъединителей приведен на рисунке 14.



Рисунок 14 - Внешний вид разъединителя марки РДЗ.2-110/1000УХЛ1

7.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока - электрический аппарат, предназначенный для питания измерительных приборов и приборов защиты. Конструктивно он представляет собой трансформатор с двумя вторичными обмотками с токами 5А или 1А и двумя сердечниками.

При выборе трансформатора тока руководствуются номинальным напряжением его исполнения, току в первичной цепи, термической и динамической стойкости токам короткого замыкания, заданному классу точности.

Перед выбором трансформаторов тока необходимо первоначально выбрать тип и число измерительных приборов, присоединяемых ко вторичной цепи, определить сопротивление соединительных проводов и контактов. Суммарное сопротивление нагрузки на вторичную обмотку трансформатора тока сравнивается с предельно допустимым сопротивлением с целью обеспечения заданного класса точности измерительных приборов.

По данным таблицы 21 была выбрана длина соединительного кабеля.

Таблица 21 - Длина соединительного кабеля

U_H , кВ	l , м
110	75 - 100
35	10
10	10

Минимальные сечения медных и алюминиевых проводов должны быть соответственно 2.5 мм² и 4 мм², максимальные сечения соответственно равны 6 мм² 10 мм².

К установке был принят кабель марки АКРНГ длиной 100 м. Сопротивление провода рассчитывается по формуле 19:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (19)$$

Сопротивление провода составляет:

$$r_{np} = \frac{0.028 \cdot 100}{4} = 0.7, \text{ Ом.}$$

Выбранные измерительные приборы и их распределение по фазам приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Параметры измерительных приборов

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В*А		
		А	В	С
Амперметр	РА194І-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	9	9	9
ИТОГО		24	14	24

Сопротивление измерительных приборов, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора тока, принятой 1 А, рассчитывается по формуле 20:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2} \quad (20)$$

Расчётное сопротивление измерительных приборов составляет:

$$r_{\text{приб}} = \frac{24}{1^2} = 24, \text{ Ом.}$$

При подключении ко вторичной обмотке более трёх измерительных приборов сопротивление контактов принимается 0.1 Ом.

Таким образом, суммарное сопротивление нагрузки составляет:

$$r_{\text{сумм}} = 0.7 + 24 + 0.1 = 24.8, \text{ Ом.}$$

Для установки на стороне 110 кВ был принят трансформатор тока марки TG145N750-1500/1 - элегазовый трансформатор тока, предназначенный для эксплуатации во всех климатических зонах мира, высокой механической прочности.

Сравнение расчётных и каталожных данных сведены в таблицу 23.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчётных данных трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_p = 600 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$r_{2\text{ном}} = 83.5 \text{ Ом}$	$r_2 = 24.8 \text{ Ом}$	$r_2 \leq r_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 1.187 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_2 \text{ Т} \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 30,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_2 \text{ Т} \cdot t_{\text{Т}} \geq V_k$

Внешний вид выбранного трансформатора тока представлен на рисунке 15.



Рисунок 15 - Внешний вид трансформатора тока

7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Силовые трансформаторы – элементы оборудования, которые позволяют повышать или понижать электрическую энергию входящего напряжения. В основном силовые трансформаторы применяются для передачи электроэнергии на дальние расстояния. Фактически от этих устройств во многом зависит формирование индустрии электроснабжения. Изготовители производят трансформаторы с разными функциями, применяющимися в различных областях.

Основные критерии выбора силового трансформатора:

- Амплитуда входящего напряжения от нескольких до сотен или даже тысяч вольт.
- Частота входящего тока должна быть вариативной в зависимости от применения.

- Мощность или номинальное выходное напряжение. Это опять же зависит от того, для чего заказывается трансформатор.
- Соотношение витков, то есть, является ли трансформатор понижающим, повышающим, универсальным или с несколькими обмотками.
- Уровень выдерживаемой относительной влажности.
- Температуры, при которых допускается эксплуатация и хранение.

Из расчетов 1 варианта нам подходит трансформатор марки ТРДН-25000\110 .

Таблица 24 - Технические характеристики ТРДН

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Охлаждение	Масса, т				Длина (L) ширина (B) высота (H), мм установочная транспортируемая
		ВН	СН	НН			полная	масла	масла для доливки	транспортная	
ТРДН-25000/110	10000	115	38	11	Ун/Д/Д-11-11	Д	50,94	15,4	2,6	41,3	6388х 4691х 5091

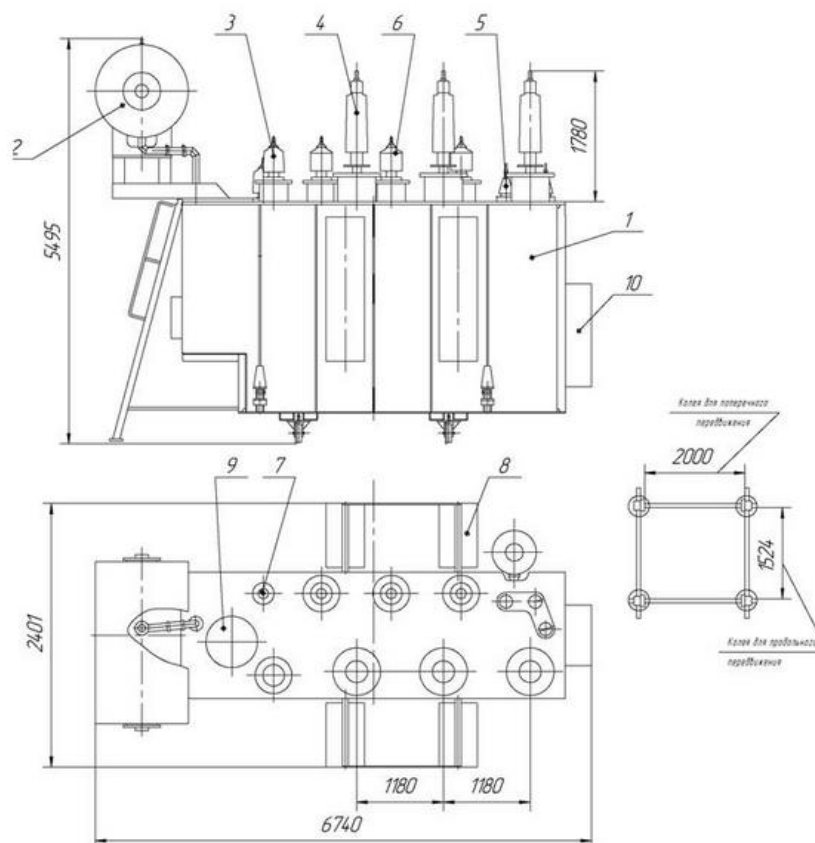


Рисунок 16 – ТРДН-25000\110

7.5 Выбор шинных конструкций

7.5.1 Выбор жёстких шин

Для закрытых распределительных устройств рекомендуются к установке однополосные и двухполосные шины при токе менее 3 кА, при больших токах рекомендуется применять шины коробчатого сечения.

Выбранные шины должны отвечать требованиям допустимого тока, проверке на термическую стойкость. Согласно ПУЭ ошиновка не проверяется по экономическим токовым интервалам.

Максимальный рабочий ток составляет 46 А - приняты к установке алюминиевые шины 80*10 мм с максимальным допустимым током 2900 А.

Проверка по термической стойкости производится по формуле:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (21)$$

где C - температура нагрева шин током короткого замыкания.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1378 \cdot 10^6}}{82} = 452.7 \text{ мм}^2.$$

Частота собственных колебаний алюминиевых шин определяется по формуле:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

(22)

где J - момент инерции поперечного сечения шины, см^4 ;

q - поперечное сечение шины, см^2 .

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{42,7}{8}} = 278, \text{ Гц.}$$

где J -момент инерции шины;

q -поперечное сечение шины.

7.5.2 Выбор гибких шин

Гибкие шины используются для соединения распределительного устройства с трансформаторами или генераторами, при исполнении их пучком, закрепляя в кольцах-обоймах. Такие шины используются в установках напряжением выше 35 кВ. Механическую нагрузку несут в основном сталеалюминевые провода, токоведущими являются алюминиевые провода.

Для крепления гибких шин используют гирлянду подвесных изоляторов с достаточным междуфазным расстоянием. При выборе гибких шин необходима проверка на динамическую устойчивость, которая, согласно ПУЭ, минимальная при двухфазных коротких замыканиях.

На стороне 110 кВ был выбран сталеалюминевый провод марки АС-95/16.

При проверке гибких шин по условиям коронирования, необходимо, чтобы максимальная критическая напряжённость поля превышала напряжённость поля на поверхности провода.

Максимальная критическая напряжённость рассчитывается по формуле:

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}}\right), \quad (23)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0.82);

r_o – радиус провода (0.7).

Максимальная критическая напряжённость составляет:

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,7}}\right) = 33,73 \text{ кВ/см.}$$

Напряжённость поля на поверхности провода рассчитывается по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D}{r_o}}, \quad (24)$$

где D_{CP} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (500 см).

Напряжённость поля на поверхности провода составляет:

$$E = \frac{0.354 \cdot 110}{0.7 \cdot \lg \frac{500}{0.7}} = 19.5 \text{ кВ/см.}$$

$$1,07 \cdot 19,49 \leq 0,9 \cdot 34,2$$

$$20,9 \leq 30,8$$

Выбранный провод удовлетворяет требованиям проверки на корону.

7.6 Выбор изоляторов

Основные параметры выбора изоляторов - номинальное напряжение и механическая нагрузка на изоляторы. Согласно ПУЭ, механическая нагрузка не должна превышать шестидесяти процентов от максимальной допустимой нагрузки на гирлянду изоляторов.

Для высокой стороны расчётной подстанции были выбраны изоляторы марки ОСК-6-110-24-3-УХЛ1.

$$F_{\text{расч.}} = 950 \text{ Н} \leq F_{\text{дон}} = 3750 \text{ Н}$$

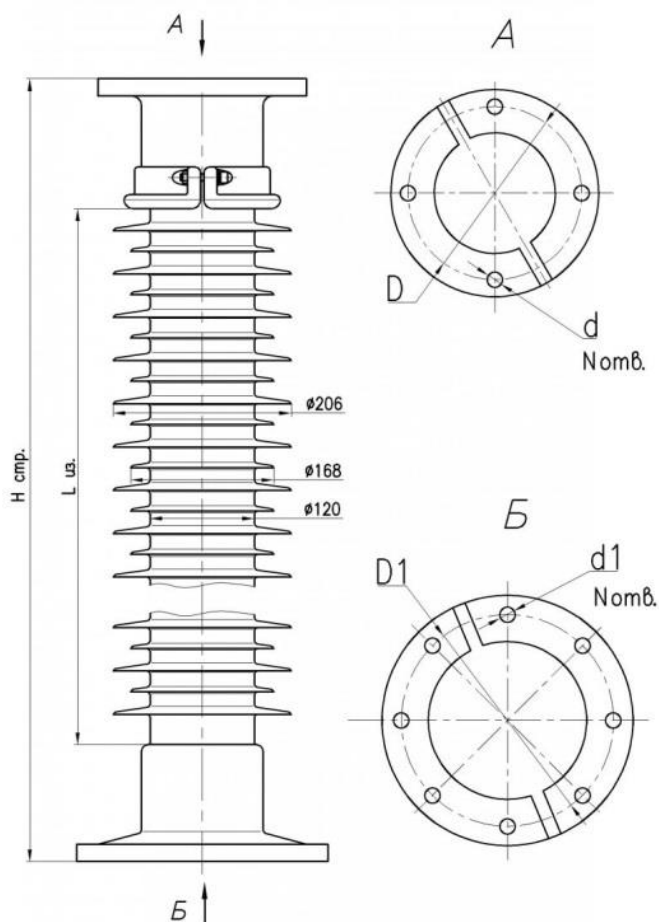


Рисунок 17 - Изолятор ОСК-6-110-24-3-УХЛ1

7.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители перенапряжения служат для защиты электрооборудования от перенапряжений, вызванных коммутацией или ударом молнии.

Конструктивно ограничители перенапряжений выполнены в виде последовательно соединённых блоков, подключённых параллельно защищаемому объекту.

На стороне 110 кВ выбран ОПН марки ОПН – 110/86/10/550-УХЛ1.

Основные характеристики выбранных ограничителей приведены в таблице 25.

Таблица 25 - Основные характеристики ОПН

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
ОПН – 110/86/10/550 УХЛ1	110	86	10	40

7.8 Выбор высокочастотных заградителей

С целью ослабления помех, вызванных высоковольтными проводами, используют высокочастотные заградители.

Конструктивно они состоят из элемента настройки и силового реактора с естественным воздушным охлаждением. При монтаже их врезают в линейные провода.

На распределительном устройстве 110 кВ приняты к установке ВЧ заградители марки ВЗ-630-0,5-У1.

Основные технические характеристики приведены в таблице 26.

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчётных параметров ВЧ заградителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 46 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{УД} = 1.187 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{дин}$
$I_2 T \cdot t_T = 2560 \text{ кА}^2\text{с}$	$BK = 30.88 \text{ кА}^2\text{с}$	$BK \leq I_2 T \cdot t_T$

Внешний вид и структурная схема заградителя представлены соответственно на рисунках 18.



Рисунок 18 - Внешний вид ВЗ-630-0,5 У1

8 ГРОЗОУПОРНОСТЬ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

При эксплуатации зданий и сооружений, имеющих металлическую конструкцию или металлические объекты, необходима их защита от прямых ударов молнии.

Открытые распределительные устройства напряжением 110 кВ и выше защищаются путём установки молниеотводов, установленных непосредственно на РУ, соединённых к контуру заземления этой подстанции. Распределительные устройства напряжением 35 кВ и ниже защищаются обособленными молниеотводами, имеющими собственные заземлители. Показателем грозоупорности подстанции является количество лет безаварийной эксплуатации, вызванной грозовыми перенапряжениями.

Для обеспечения устойчивой работы линии электропередачи к воздействию грозовых перенапряжений, необходим её расчёт при возможных прямых ударах молнии на её участок с последующим выбором и проверкой грозопровода. Показателем грозоупорности линии электропередачи является число её отключений, вызванные грозовыми перенапряжениями на 100 км длины за известное количество грозовых часов в году, обусловленных районом эксплуатации.

8.1 Молниезащита ПС "Бройлерная-2"

К установке на распределительном устройстве приняты шесть молниеотводом, два из которых установлены на прожекторным мачтах, четыре установлены на самом высоком защищаемом сооружении - линейных порталах - 17м. Собственная высота устанавливаемых молниеотводов составляет 30.5 м.

Эффективная высота молниеотвода рассчитывается по формуле:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h , \quad (25)$$

где $h_{эф}$ - эффективная высота молниеотвода, м;

h - высота молниеотвода, м.

$$h_{эф} = 0.85 \cdot 30.5 = 25.93 \text{ м.}$$

Одними из основных параметров защищаемой зоны молниеотвода являются радиус зоны защиты на уровне земли (r_0) и радиус защиты на уровне защищаемого объекта (r_x). Формула для расчёта радиуса защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (26)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 30.5) \cdot 30.5 = 34.74 \text{ м.}$$

Радиус защиты на уровне защищаемого объекта рассчитан по формуле:

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \cdot r_0, \quad (27)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м.

Радиус защиты на уровне линейного портала (высота портала составляет 17 м):

$$r_x = \left(1 - \frac{17}{25.93}\right) \cdot 34.74 = 11.96 \text{ м.}$$

Радиус защиты на уровне прожекторных мачт (высота мачты составляет 19.3 м):

$$r_x = \left(1 - \frac{19.3}{25.93}\right) \cdot 34.74 = 8.88 \text{ м.}$$

Расстояние между соседствующими молниеотводами 1 и 2 принято 46.5 м, что соответствует первому расчётному случаю ($30.5 \leq 46.5 \leq 61$), тогда наименьшая высота внутренней зоны защиты определяется по формуле:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (28)$$

$$h_{cx} = 25.93 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30.5) \cdot (44.8 - 30.5) = 23.37 \text{ м.}$$

Радиусы внутренней зоны на уровне земли и на уровне защищаемого объекта рассчитываются.

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h}\right) \quad (29)$$

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}\right) \cdot r_{c0} \quad (30)$$

$$r_{c0} = 31.69 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (44.8 - 2 \cdot 30.5)}{30.5}\right) = 35.06 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = \left(\frac{23.36 - 19.3}{23.36}\right) \cdot 35.06 = 6.1 \text{ м.}$$

Подробный расчет приведён в Приложении А. Расчётные параметры зон защиты молниеотводов сведены в таблицу 27.

Таблица 27 - Параметры зон защиты молниеотводов

Номера молниеотводов	$h_{эф}$, М	r_0 , М	r_x , М	h_{cx} , М	r_{c0} , М	r_{cx} , М
1-2	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548
2-3	25.925	31.69	8.098	23.363	35.056	6.097
3-4	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548
4-5	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548
5-6	25.925	31.69	8.098	23.363	35.056	6.097
6-7	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548
8-1	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548

9 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

Целью является расчет эффективности инвестиций в модернизацию подстанции «Бройлерная-2».

Для этого мы рассчитываем затраты на реализацию проекта, определяем источники инвестиций и жизненный цикл объекта. В результате производим расчёт экономической эффективности инвестиций, с помощью которого делаем выводы об экономической целесообразности инвестиционного проекта.

9.1 Устанавливаемое оборудование

При проектировании подстанции ПС «Бройлерная-2» предполагается установка оборудования, перечень и цены которого приведены в таблице 28 [29].

Таблица 28 – Перечень и цены оборудования, устанавливаемого на ПС

Вариант 1	Количество	Цена за 1 шт.	Итого
Два блока с выключателями и неавтоматической перемыч- кой со стороны линии (4Н) 110 кВ	1 шт.	11900000 руб.	11900000руб.
Трансформаторы ТРДН-25000\110	2 шт.	4682000 руб.	9364000 руб.
Всего		21264000руб.	

9.2 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = \left[\left[(K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ЗАТ} \right] \cdot K_P \cdot K_{ИНФ} \right] \cdot K_{КОР} + S_{ПС} \cdot k_{ОСВ.УД.}, \quad (31)$$

где $K_{инф} = 3,99$ – коэффициент инфляции по Приморскому краю [6];

$K_{ЗАТ} = (1+0,1)$ – затраты на ПС: на благоустройство временных зданий и сооружений, на проектно-изыскательные работы, затраты на подготовку территории и т.д.;

$S_{ПС}$ - площадь подстанции;

$K_P = 1,2$ – районный коэффициент;

$K_{КОР} = 8,59/8,59$ – коэффициент коррекции;

$K_{ОСВ.УД.} = 100$ руб/м² – удельная стоимость освоения земель под строительство;

Капитальные затраты на ОРУ.

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) будут определяться по формуле:

$$K_{ОРУ} = \sum C_{ОРУ.i} \cdot n_{ВЫК}, \quad (32)$$

где $n_{\text{ВЫК.}}$ - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{\text{ВЫК.}i}$ - цена на 110 кВ (два блока) – 11900 тыс. руб.;

$$K_{\text{ОРУ}_{110}} = 11900 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные затраты на силовые трансформаторы.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения. Капитальные затраты на силовые трансформаторы будут определяться по формуле:

$$K_{\text{ТР}} = \sum C_{\text{ТР}i} \cdot n_{\text{ТР}}, \quad (33)$$

где $C_{\text{ТР}i}$ - цена одного трансформатора;

$n_{\text{ТР}}$ – количество силовых трансформаторов;

$$K_{\text{ТР}_{10000}} = 4682 * 2 = 9364 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения на строительство подстанции «Бройлерная-2» определяются, тыс. руб.:

$$\begin{aligned} K_{\text{ПС}} &= \left(((11900 + 9364) * (1 + 0,1)) * 1,2 * 8,59 \right) * \frac{8,59}{8,59} + 12059 * 0,1 \\ &= 8,96725 * 10^4 \end{aligned}$$

9.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i} , \quad (34)$$

где $\alpha_{ам,i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для *i*-го года основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}} , \quad (35)$$

где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период, где $T_{сл} = 20$ лет;

Срок полезного использования устанавливается для каждого вида ОФ при принятии их к бухгалтерскому учету, а также может быть определен в паспорте оборудования по постановления правительства РФ от 1.01.2002 №1.

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{K}{T_{сл}} = \frac{2,423 \cdot 10^5}{20} = 1,212 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.};$$

Таблица 29 – Капиталовложения и амортизационные отчисления в проектируемую сеть

Наименование объекта	Полная стоимость тыс. руб.	Амортизация тыс. руб.
Подстанции	21264	12120
Итого	21264	12120

Инвестиционный проект по своему масштабу относится к особо крупному, потому что для его реализации требуются свыше 1 млрд. руб.

9.4 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (36)$$

где $I_{P.O.}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

I_A – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ПС} = \alpha_{P.O.ПС} * K_{ПС} = 4,9 * 2.423 * 10^5 = 1.187 * 10^6 \quad (37)$$

$\alpha_{p.o.пс}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций, где $\alpha_{p.o.пс} = 4,9\%$ [29].

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (38)$$

где ΔW – потери электроэнергии.

Стоимость удельных потерь принимается согласно ставке тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, принимаем:

$$C_{\Delta W} = 2311 \text{ руб}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$$

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{пс} \quad (39)$$

$\Delta W_{пс}$ – потери мощности в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные);

Находим потери электроэнергии в трансформаторах проектируемых подстанций (расчет представлен в приложении А), МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{ТР.} = \frac{P_{\text{ЭФ.13}}^2 + Q_{\text{неск.13}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{\text{ТР1}}}{2} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{ЭФ.1Л}}^2 + Q_{\text{неск.1Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{\text{ТР1}}}{2} \cdot T_л + 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_Г; \quad (40)$$

$$\Delta W_{\Sigma ТР} = 6333 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Находим суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ЛЭП}\Sigma} + \Delta W_{\text{ТР}\Sigma} + \Delta W_{\text{КУ}} \quad (41)$$

$$\Delta W = 6,333 * 10^3 \text{ МВт} * \text{ч}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети следующим образом:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (42)$$

$$I_{\Delta W} = 6,333 * 10^3 * 2,311 = 14635 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I = I_{\text{P.O.}} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (43)$$

$$I = 1.187 * 10^6 + 1,212 * 10^4 + 14635 = 1,214 * 10^6 \text{ тыс. руб.}$$

8.5 Расчет затрат на оплату труда

Расчет численности персонала производим согласно Руководящим документам; в данной работе использовались «Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей».

В общем случае на предприятии выделяют три категории работников: административно-управленческий персонал, рабочий персонал и инженерно-технический. Сумма этих категорий даёт нам штатную численность персонала.

Перед рабочим персоналом ставятся задачи по ремонту, эксплуатации и обслуживанию электроустановок и оборудования

Организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ и информационно-техническим обслуживанием предприятия занимаются инженерно-технические работники

Административно-управленческий персонал занимается непосредственным управлением организацией, подбором персонала, и т.д.

Определение штатной численности персонала предприятия приведём в таблице 30 [30].

Таблица 30 – Определение штатной численности рабочих на предприятии

Рабочие						
1		2	3	4	5	
Показатель		Единица измерения	Количество единиц	Условные единицы	Численность, чел.	
ВЛЭП	110	2	км	19.1	3,3 чел. на 100 км	0.63
Итого		1 человек				
Силовой трансформатор	110		ед.	2	2,6 чел. на 100 ед.	0.052
Итого		1 человек				
Присоединение с элегазовым выключателем	110		ед.	3	15 чел. на 100 ед	0.45
Итого		1 человек				
ПС	110		ед.	1	2,6 чел. на ед	2.6
Итого		3 человека				
РЗ и А		3 человека				

Сумма	9 человек	
ИТР		
Подразделение (отдел)	Должность	Численность, чел.
Оперативно-диспетчерское подразделение	Диспетчер района	3

Продолжение таблицы 30

Вычислительный отдел	Инженер программист	3
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования	Мастер	3
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электросетей	Начальник лаборатории	3
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания трансформаторов	Мастер	3
Сумма	15 человек	
АУП		
Функция управления	Численность, чел	
Общее руководство	6	
Бухгалтерский учет и финансовая деятельность	6	
Управление персоналом	1,5	
Материально-техническое снабжение и хозяйственное обслуживание	3	
Организация охраны труда и техники безопасности	1,5	

Правовое обслуживание	1,5
Технико-экономическое планирование	3
Сумма	27 человек
Всего	51 человека

Оплата труда на энергетических предприятиях, как и на промышленных, основывается на следующих основных системах: для рабочих-ремонтников сдельная и аккордная (единовременная за выполненную работу); для рабочих эксплуатационников – повременная (преимущественно повременно-премиальная); для служащих, ИТР и административно-управленческого аппарата - повременная, повременно-премиальная или аккордная.

Определяем среднемесячную заработную плату для района Иркутская область.

Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций по Иркутской области на 2014 год составляет:

$$ЗП_{СМ.НАЧ.} = 31242 \text{ руб.}$$

$$\text{ФЗП} = N_{\text{раб.}} * 12 * ЗП_{СМ.НАЧ} = 51 * 12 * 31242 = 19120 \text{ тыс. руб.} \quad (44)$$

8.6 Расчет страховых взносов

С 1 января 2017 года увеличился размер страховых взносов в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации и в Федеральный фонд медицинского страхования, а также территориальные фонды медицинского страхования 30% оплаты труда работников.

Сейчас размер страховых взносов можно определить следующим образом:

$$СВ = 0,3 * \text{ФЗП} = 0,3 * 19120 = 5736 \text{ тыс. руб.} \backslash \text{год}$$

9.7 Расчет прочих затрат

Прочие расходы в общем случае принято принимать равными 30% от суммы общих издержек и фонда заработной платы. Согласно этому формула для прочих затрат имеет вид:

$$I_{\text{ПР}} = 0,85 \cdot 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{р.о.}} + I_{\Delta W} + \text{СВ} + \Phi\text{ЗП}_{\text{год}}) + 0,03 \cdot K, \quad (45)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,85 * 0,3 * (1,212 * 10^4 + 1.187 * 10^6 + 14635 + 5736 + 19120) + 0,03 * 2.423 * 10^5 = 3,885 * 10^5 \text{ тыс. руб./год}$$

8.8 Определение себестоимости и ЧДД

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (46)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I – издержки;

C – себестоимость.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = P_{\text{ср.лет.}} \cdot T_{\text{лет}} + P_{\text{ср.зим.}} \cdot T_{\text{зим}}, \quad (47)$$

где $P_{\text{ср.лет.}}$ – средняя нагрузка потребляемая в летний период, МВт;

$P_{\text{ср.зим.}}$ – средняя нагрузка потребляемая в зимнее период, МВт;

$T_{\text{лет}}$ – число часов летнего периода, час;

$T_{зим}$ – число часов зимнего периода, час.

Принимаем, что зимний период насчитывает 4800 часов, а летний в свою очередь 3960 часов.

$$W = 133,7 \cdot 4800 + 117,1 \cdot 3960 = 1,074 \cdot 10^6 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_W = W \cdot 1 = 1074000 \cdot 1 = 1074000 \text{ тыс. руб.}$$

Всего годовых затрат, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{P.O} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП + СВ + I_{ПП}, \quad (48)$$

$$\begin{aligned} I_{\Sigma} &= 1,212 \cdot 10^4 + 1,187 \cdot 10^6 + 14635 + 5736 + 19120 + 3,885 \cdot 10^5 \\ &= 1,627 \cdot 10^6 \end{aligned}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{1,627 \cdot 10^6}{1,074 \cdot 10^6} = 1,5 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

$$C_{перед} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W} = \frac{1,627 \cdot 10^6 - 14635}{1,074 \cdot 10^6} = 1,3 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

Таблица 31 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	12120
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{р.о}$	тыс. руб.	1187000
3	Затраты на потери и собственные нужды	$I_{ΔW}$	тыс. руб.	14 635
4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$ФЗП_{год}$	тыс. руб.	19 120
5	Размер страхового взноса	$СВ$	тыс. руб.	5736
6	Затраты на полученную э/э	I_W	тыс. руб.	1 074 000
7	Прочие расходы	$ИПР$	тыс. руб.	388500
8	Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	1 627 000
9	Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия	W	МВт·ч	1 074 000
10	Себестоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии	$С_{ΔW}$	руб./ кВт·ч	2,311
11	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети организации	$С_{перед}$	руб./ кВт·ч	1,5
12	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	$С$	руб/ кВт·ч	1,3

Для наглядности представим график отражающий динамику изменения ЧДД по годам реализации проекта. На рисунке 19 представлен этот график. Подробный расчет ЧДД приведен в приложении Б.

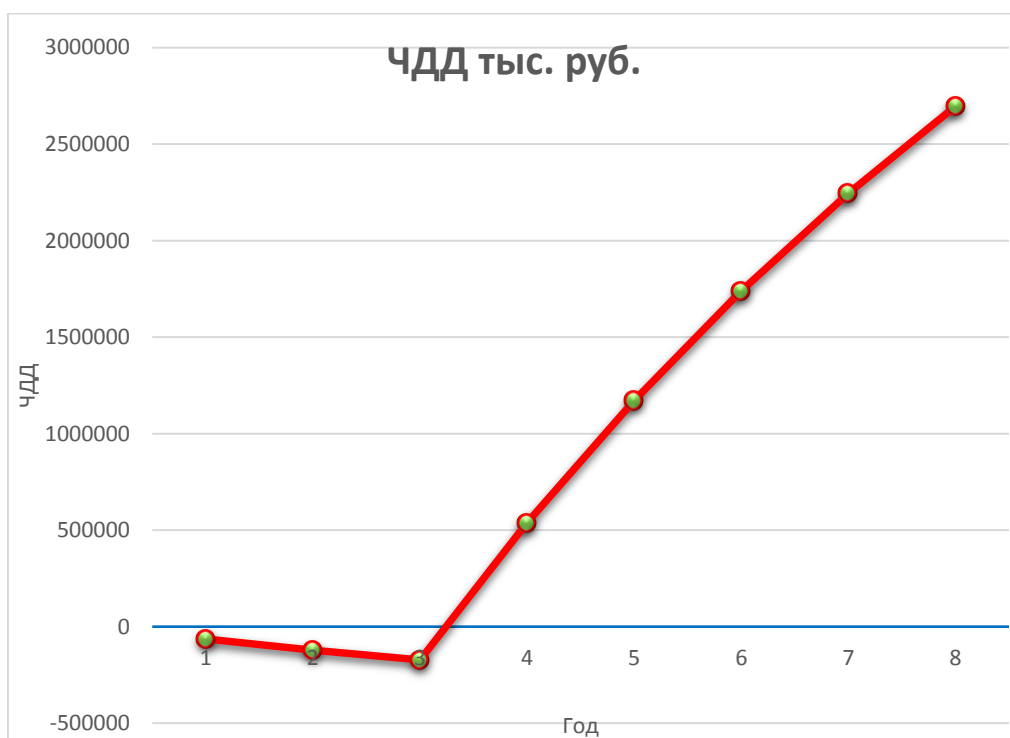


Рисунок 19 – Динамика изменения ЧДД по годам реализации проекта

Время строительства принято равным 3 годам, срок окупаемости проекта равен 4 годам.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

Безопасность - состояние деятельности, при которой с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека. Безопасность следует понимать как комплексную систему мер по защите человека и среды обитания от опасностей, формируемых конкретной деятельностью. Чем сложнее вид деятельности, тем более комплексна система защиты (безопасность этой деятельности). Комплексную систему в условиях производства составляют следующие меры защиты: правовые, организационные, экономические, технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические.

Опасным называется производственный фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

10.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы :

- работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование;
- перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы.
- по окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”.
- административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах;

- лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;

- нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается;

- электромонтажные работы на территории ПС разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:

- 1) соответствующее медицинское освидетельствование;

- 2) вводный инструктаж;

- 3) обучение безопасным методам труда;

- 4) проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;

- 5) первичный инструктаж;

- 6) стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

- все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм;

- все лица, находящиеся на строительно-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них, а также других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

На каждом объекте монтажа ВЛ 220 кВ должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

Все работающие на монтажной площадке должны быть обеспечены питьевой водой в соответствии с санитарными требованиями.

На строительной-монтажной площадке должны быть оборудованы туалеты в соответствии с санитарными нормами.

10.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ. Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ рассматривается согласно.

На участке, где выполняются работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи 220 кВ, опасные для окружающих, следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения, назначать дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в темное время достаточно освещены.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей (действующие ВЛ, проходящие вблизи строящейся линии) должны производиться при снятом напряжении.

Работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов, а так же приспособлений, облегчающих труд рабочих-монтажников и обеспечивающих безопасные условия работы. Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а так же не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

На время работ по монтажу ВЛ отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко и заземлять на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних, находящихся в работе, или от грозового облака (иногда находящегося даже вне поля зрения электромонтажников).

Так как ВЛ 220 кВ будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливаются предупредительные плакаты и сторожевые посты.

10.1.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ ПС «Солнечная долина»

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния ПС «Западная» должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

- 1) вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

На ПС «Солнечная долина» устанавливаются открытые ножевые разъединители. При их использовании для отключения и включения тока ненагруженных трансформаторов, зарядного или уравнивающего тока линий электропередачи, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли должны соответствовать требованиям настоящей главы и специальных директивных документов.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50°C и выше; недоступные для прикосновения — до 70°C и выше.

Конструкции могут не проверяться на нагрев, если по находящимся вблизи них токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения.

В ОРУ 220 кВ ПС «Солнечная долина» должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по

ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения этой подстанции должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действий персонала, блокировочные устройства должны быть всегда опломбированы.

10.2 Экологичность

Электроэнергетика – это одна из отраслей народного хозяйства, оказывающая значительное влияние на состояние окружающей среды. Согласно закону Российской Федерации "об охране окружающей среды": «при размещении, проектировании, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды и Санэпиднадзора».

Основное влияние электросетевых объектов на окружающую среду связано с изъятием участков земли под опоры ВЛ и площадки подстанций (ПС). Полоса земли под ВЛ в пределах уставленной охранной зоны не изымается у землепользователей и может быть использована для сельскохозяйственных и других нужд.

Для персонала ПС внутри ее территории напряженность электрического поля по нормам должна быть не более 15 кВ/м на маршрутах обхода для осмотра оборудования и не более 5 кВ/м на рабочих местах у оборудования,

где возможно длительное присутствие персонала для профилактических и ремонтных работ. Для исключения влияния на окружающую среду от возможных сбросов трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием (трансформаторы, реакторы и т.п.) на подстанции предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать ливневые воды из маслоприемников, содержащие следы масла. Вместе с тем необходимо отметить, что по своему устройству, режимам работы ВЛ и ПС не могут привести к катастрофическим авариям, связанным с массовым поражением населения или обслуживающего персонала. Повреждения и авария на ПС, как правило, также не распространяются за пределы их внешней ограды. Некоторую опасность могут представлять только пожары на ПС, связанные с авариями трансформаторов большой мощности. Однако такие пожары в подавляющем числе случаев ликвидируются автоматическими средствами пожаротушения на ПС и не распространяются на расположенные вблизи жилые здания или промышленные сооружения.

10.2.1 Расчет шума трансформатора

Тип трансформатора: ТРДН - 40000/220

Количество трансформаторов N=2

Т – трансформатор трехфазный;

Р – с расщепленной обмоткой

Д – с дутьем

Н – с РПН

40000 - номинальная мощность, кВ·А; (S=40 МВА)

220 - класс напряжения обмотки ВН, кВ; (U= 220 кВ)

У(ХЛ)1 - климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения

(1).

Решение

1 допустимый уровень шума на территории микрорайонов и групп жилых домов :

$$L_{\text{аэкв}} = 45 \text{ дБА}$$

Уровень звукового давления = 35 Гц

Максимальный уровень звука:

$$L_{\text{амах}} = 60 \text{ дБА}$$

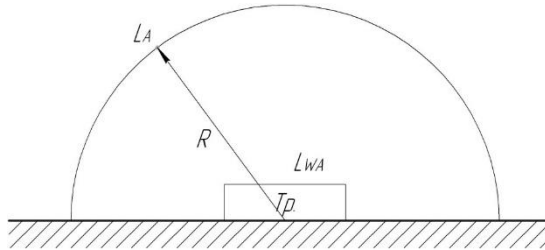


Рисунок 1 – Излучение шума трансформатором

Для данного типа трансформатора скорректированный уровень звуковой мощности $L_{PA} = 97$ дБА.

Скорректированный уровень звуковой мощности от двух силовых трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 * \lg(2 * 10^{0.1*97}) = 100 \text{ дБА}$$

Определяется минимальное расстояние от ПС до территории. Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{сз}}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(100-45)}}{2 * 3.14}} = 224.4 \text{ м.}$$

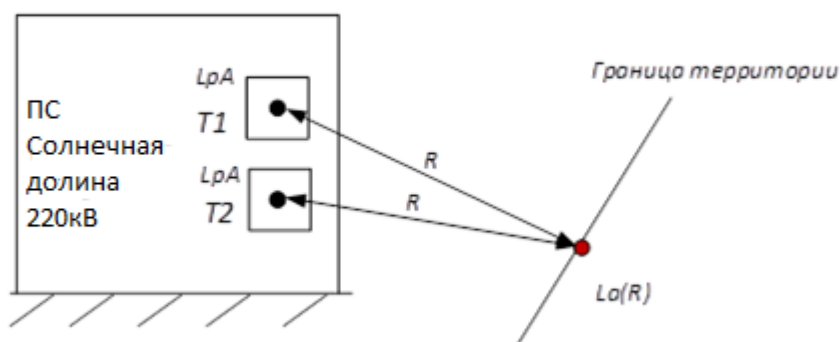


Рисунок 2 - Общий вид ПС открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

Рассчитано минимальное расстояние от ПС «Солнечная долина» до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму (224,4 м). Расстояние от ПС до территории, на которой должны выполняться санитарно-гигиенические требования по шуму, составляет 190 м., следовательно, устанавливать акустические экраны или увеличивать расстояние путем переноса энергообъекта нет необходимости

10.3 Чрезвычайные ситуации.

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия. Процесс горения – сложное, быстро протекающее химическое превращение сопровождающееся выделением значительного количества тепла и ярким свечением.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причины пожара на производстве:

- Нарушения связанные с технологическим режимом;
- Неисправленное электрооборудование;
- Неправильное устройство электрооборудования;
- Конструктивные недостатки;
- Несоблюдение графиков плановых и предупредительных работ.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций..

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водоисточников, должны оборудоваться пожарные щиты.

Класс пожара на подстанции «Ленинск» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированным пожарным инструментом и инвентарем. На проектируемой подстанции «Ленинск» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен:

а) Порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) Углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

в) Крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;

г) Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

д) Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

е) Лопатой совковой в количестве одной;

ж) Ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у автотрансформаторов. Ящики емкостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара подстанции «Графит» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям «Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли».

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов подстанции «Солнечная долина»

На подстанции «Солнечная долина» установлено два трансформатора ТРДН-40000/220 масса трансформаторного масла в одном автотрансформаторе – 2,3 тонны.

Для тушения пожара предусматриваем противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения.

При открыто установленных трансформаторах, между ними необходимо установить разделительные перегородки. Разделительные перегородки

должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего напряжения. Перегородки устанавливаем за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между автотрансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе было произведено подключение подстанции "Солнечная долина" Приморского края. Так же было выбрано и проверено силовое оборудование, необходимое для реализации проекта.

При расчёте нормального и послеаварийного режимов значение отклонения напряжения послеаварийного режима от номинального в послеаварийном режиме не превысило предельно-допустимого и составило 4.1%. Токовая загрузка питающих линий электропередачи равна 9.3%.

Для безопасной эксплуатации подстанции были выбраны и проверены электрические аппараты, рассчитана грозоупорность питающей линии электропередачи и проведена молниезащита подстанции.

Для защиты силового оборудования в периоды аварийных режимов были выбраны устройства релейной защиты и автоматики, рассчитаны уставки их срабатывания.

Так же были рекомендованы мероприятия для обеспечения безопасности монтажа подстанции, дана оценка влияния электрического и магнитного полей, проведён расчёт санитарно-защитной зоны шуму подстанции.

Для оценки инвестиционной привлекательности проекта были рассчитаны основные технико-экономические показатели. Согласно расчёту чистого дисконтированного дохода, срок окупаемости проекта составляет четыре года. Рентабельность проекта составила 0.583, что говорит об эффективности капиталовложений.

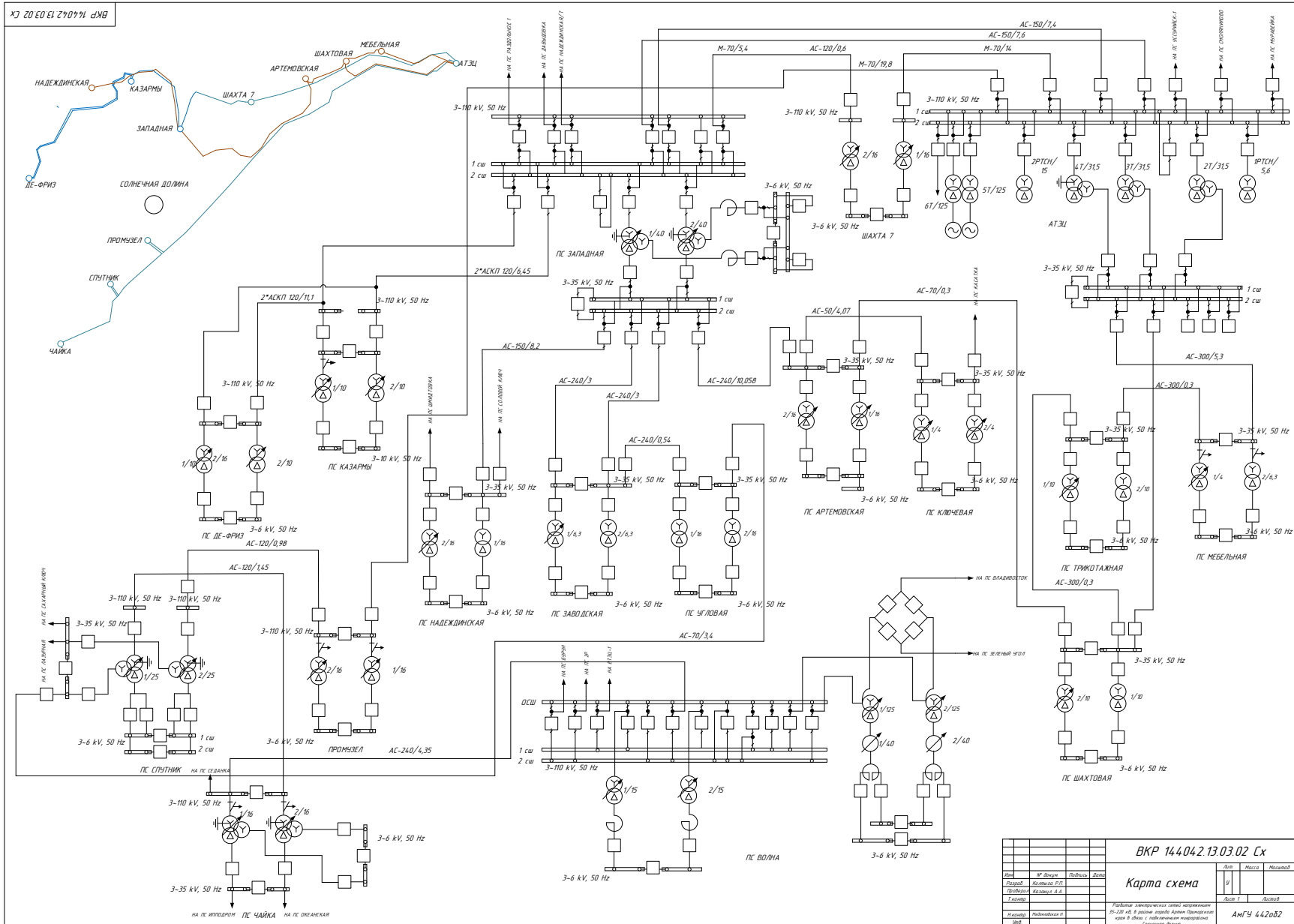
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,1986. – 430 с.
2. Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,1990. – 383 с.
3. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
5. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.
6. Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm
8. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 1988.-308с.: ил.
9. Файбисович Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Энергопрогресс, Энергетик, 2003. – 31 с.
10. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.

11. Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1986.
12. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 1985.
13. Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
14. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
15. Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.
16. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
17. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
18. Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
19. Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
20. Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
21. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.

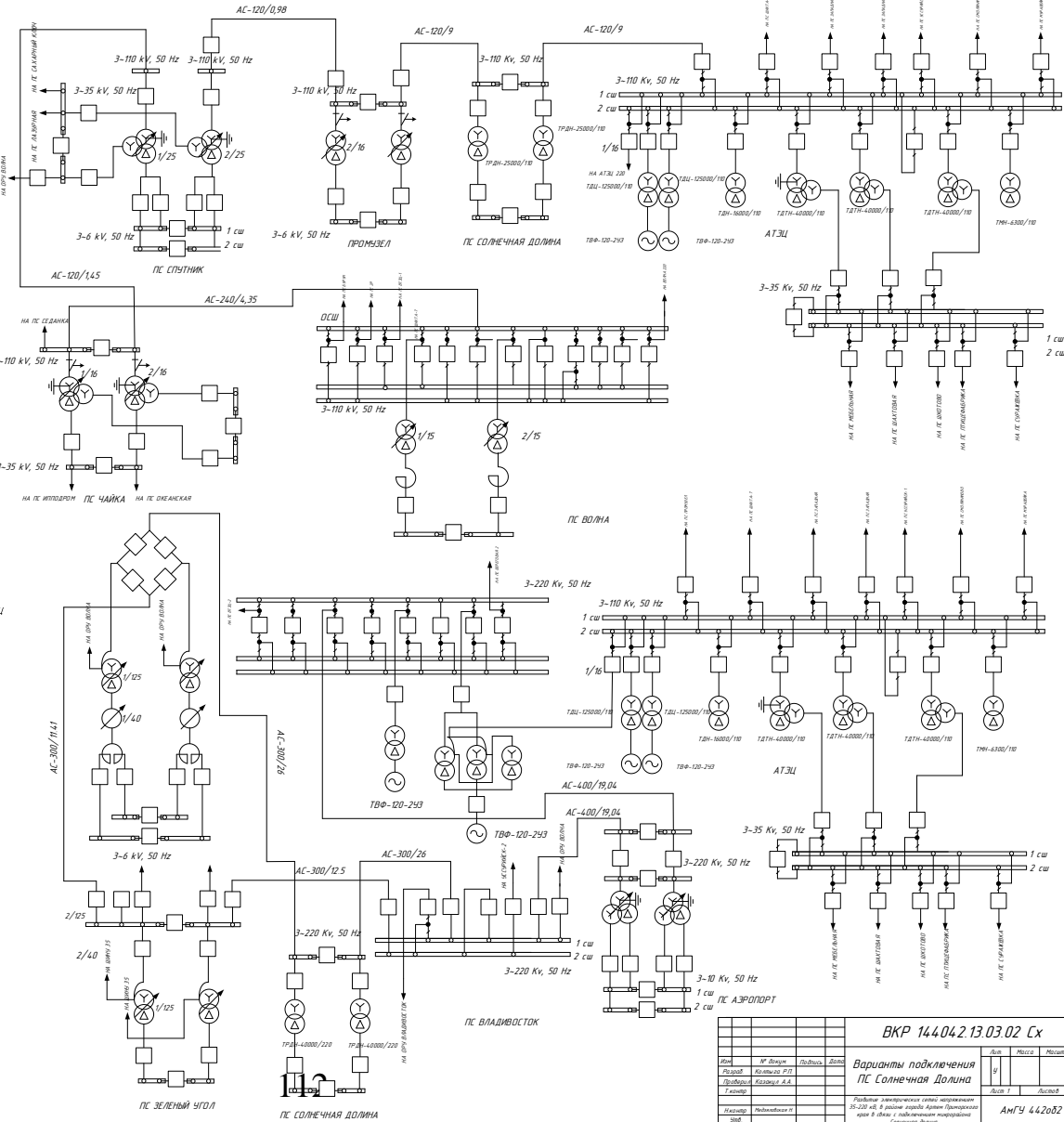
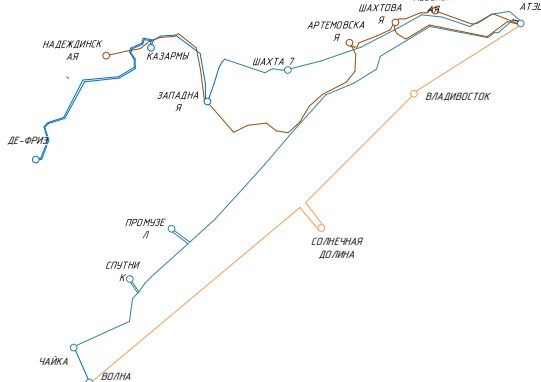
22. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

23. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».— М, 2003.



				ВКР 14.04.2.13.03.02 Сх			
				Карта схема			
Изм.	№ докум.	Подпись	Дата	Лист	Место	Примечание	
1				1			
				Разработчик: инженер-электрик 35-20 эк. в. в. в. Артём Промысел 14.04.2.13.03.02 Сх 14.04.2.13.03.02 Сх 14.04.2.13.03.02 Сх			
				АИГ 442082			

ВКР 14.04.2.13.03.02 Сх



Имя	И.В.Смирнов	Л.В.Смирнов	Д.С.Смирнов
Листов	Колесников Р.П.	Колесников Р.П.	Колесников Р.П.
Т.контр.	Колесников Р.П.	Колесников Р.П.	Колесников Р.П.
Исполн	Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3
Срок			

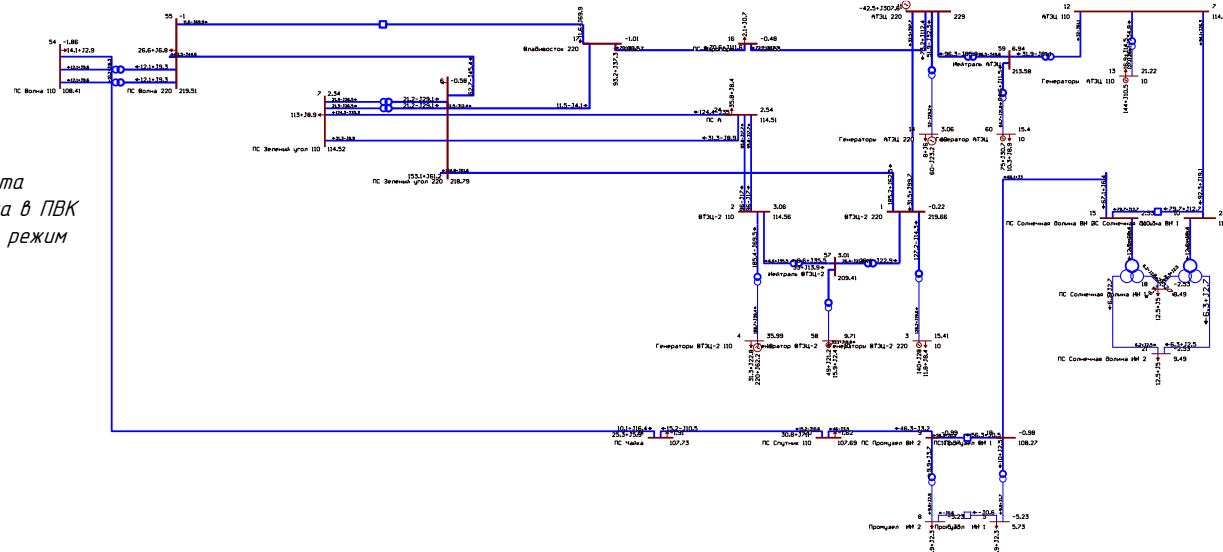
ВКР 14.04.2.13.03.02 Сх

Варианты подключения ПС Солнечная Долина

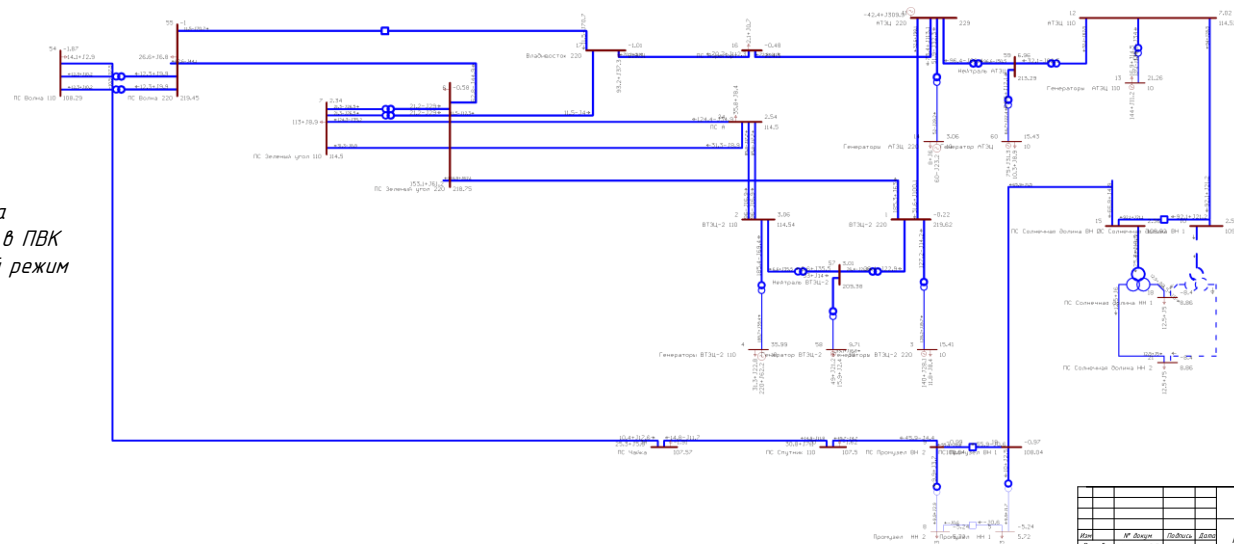
Лист 1	Листов 2
АнГТУ 4.4.2082	

Указание: электрические схемы предназначены для 220 кВ и 3-го уровня защиты АЭС. Проверены: листы 8-10. Дата: 10.04.2013. Подпись: [подпись]

Результаты расчета
установившегося режима в ПВК
RastrWin3, Нормальный режим



Результаты расчета
установившегося режима в ПВК
RastrWin3, послеаварийный режим

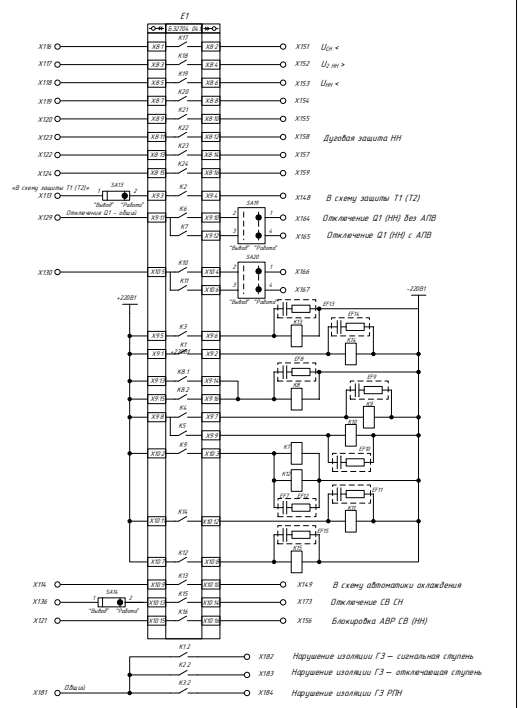
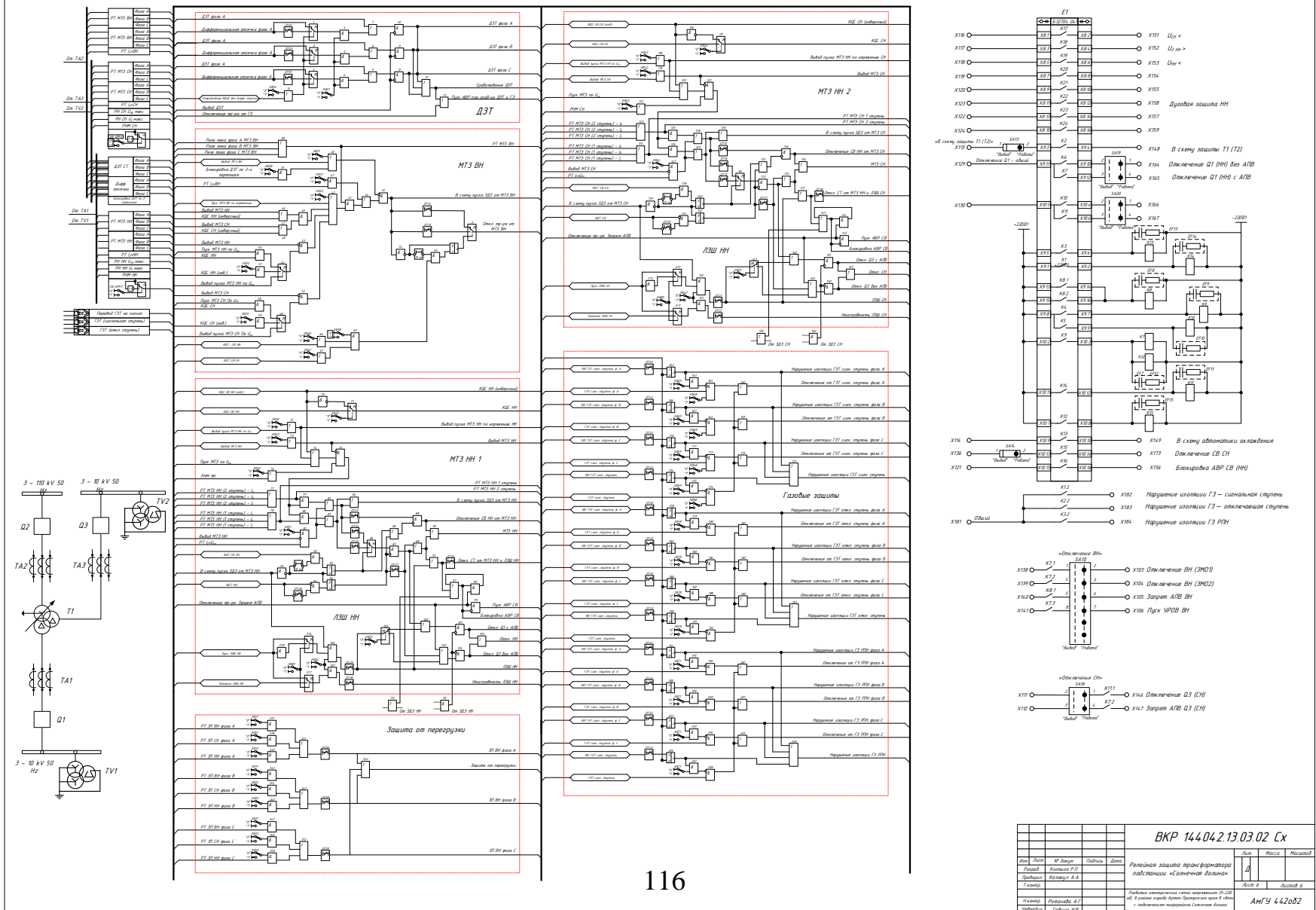


ВКР 14.04.2.13.03.02 Сх			
Имя	№ докум.	Подпись	Дата
Исполн.	Составил	Проверил	Дата
Генератор	Корректор	Д.А.	
Исполн.	Исполнитель	И	
Имя			

Расчет режимов в ПВК
RastrWin3
Расчет электрических режимов производится в 220 кВ в режиме работы системы Пролетки в виде 1-фазной несимметричной нагрузки. Расчет выполнен.

Лист	Масштаб	Масштаб	Масштаб
1			
Лист 1			
Листов			

АИГЧ 44.2082



ВКР 14.04.2.13.03.02 Сх					Лист	Масштаб	Масштаб
Изм.	Лист	М. дата	Листов	Всего	Д		
Разработчик	Колесников Р.П.						
Проверенный	Колесников А.А.						
Технический							
Инженер	Рыльков А.П.						
Техник	Соболев И.В.						

Реализация защиты трансформатора подстанции «Солнечная поляна»

Реализация автоматической выработки энергии (АВР) в рамках проекта «Линия Трансформаторная зона с подстанцией на территории Солнечная поляна»

Лист 6 из 6

АМЧУ 442082

Приложение А
Расчёт токов короткого замыкания в ПВК MathCad 14

Токи трёхфазного короткого замыкания на шинах ПС Солнечная долина:

$$I_{110} := 2.71 \text{ кА}$$

$$I_{35} := 10.08 \text{ кА}$$

$$I_{10} := 17.79 \text{ кА}$$

Значения эквивалентных сопротивлений:

$$r_{110} := 7.03 \text{ Ом} \quad x_{110} := 46.30 \text{ Ом}$$

$$r_{35} := 2.6 \text{ Ом} \quad x_{35} := 12.84 \text{ Ом}$$

$$r_{10} := 0.07 \text{ Ом} \quad x_{10} := 0.68 \text{ Ом}$$

$$f := 50 \text{ Гц}$$

$$w := 2 \cdot \pi \cdot f = 314.159 \text{ С}^{-1}$$

$$T_{a.110} := \frac{x_{110}}{w \cdot r_{110}} = 0.021 \text{ С}$$

$$T_{a.35} := \frac{x_{35}}{w \cdot r_{35}} = 0.016 \text{ С}$$

$$T_{a.10} := \frac{x_{10}}{w \cdot r_{10}} = 0.031 \text{ С}$$

Находим ударные коэффициенты:

$$K_{110} := \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.110}}} \right) = 1.621$$

$$K_{35} := \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.35}}} \right) = 1.529$$

Расчёт токов короткого замыкания в ПВК MathCad 14

$$K_{10} := \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.10}}} \right) = 1.724$$

Находим ударный ток:

$$i_{уд.110} := \sqrt{2} \cdot I_{110} \cdot K_{110} = 6.211 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд.35} := \sqrt{2} \cdot I_{35} \cdot K_{35} = 21.801 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд.10} := \sqrt{2} \cdot I_{10} \cdot K_{10} = 43.366 \quad \text{кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a.110} := \sqrt{2} \cdot I_{110} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a.110}}} = 2.379 \quad \text{кА}$$

$$i_{a.35} := \sqrt{2} \cdot I_{35} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a.35}}} = 7.546 \quad \text{кА}$$

$$i_{a.10} := \sqrt{2} \cdot I_{10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a.10}}} = 18.207 \quad \text{кА}$$

Мощность КЗ на шинах ПС Солнечная долина 110 кВ:

$$S_{кз.110} := \sqrt{3} \cdot 110 \cdot I_{110} = 516.324 \quad \text{МВА}$$

Приложение Б
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ
Схема 1

$$K_{уд} := 1600 \quad K_{инф} := 8.59$$

$$K_{зонтп} := 1.3$$

Стоимость ТР

$$K_{тр} := 4682 \cdot 2 = 9364 \quad \text{Тыс. руб}$$

Стоимость открытого распределительного устройства

$$K_{ру} := 11900 \cdot 1 = 11900 \quad \text{Тыс. руб}$$

Стоимость на постоянные затраты

$$K_{пост} := 11000 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$K_{пс} := K_{инф} \cdot (K_{тр} + K_{ру} + K_{пост}) = 2.77148 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$K_{сум} := K_{пс} \cdot K_{зонтп} = 3.60292 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

Издержки

$$a_{ампс} := 5.25 \quad a_{амвл} := 0.65 \quad \text{отчисления на ремонт}$$

$$I_{эксПс} := K_{пс} \cdot K_{зонтп} \cdot \frac{a_{ампс}}{100} = 18915.33462 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_{экс} := I_{эксПс} = 18915.33462 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$T_{сл} := 20$$

$$I_{ам} := \frac{K_{сум}}{T_{сл}} = 18014.6044 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$C_{уд} := 1.5$$

$$\Delta W_{об} = 11095.23422 \quad \text{кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W 1} := (\Delta W_{об}) \cdot C_{уд} = 16642.85133 \quad \text{Тыс. руб}$$

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

$E := 0.125$ Ставка рефинансирования

$$I_1 := I_{\text{экс}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W1} = 53572.79035 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$Z_{\text{ср1}} := E \cdot K_{\text{сум}} + I_1 = 98609.30135 \quad \text{Тыс. руб}$$

Стоимостная оценка результатов строительства ПС

$T := 9.08$

$D := 0.81$

$T_{\text{max}} := 4000$

$P_p := 41100$

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 1.644 \times 10^8 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$O_p := W_{\text{год}} \cdot 10^{-3} \cdot T \cdot D = 1.20913 \times 10^6 \quad \text{Тыс. руб}$$

Оценка экономической эффективности

прибыль в год

$$П_{\text{бт}} := O_p - I_1 - I_{\text{АМ}} = 1.13754 \times 10^6 \quad \text{Тыс. руб}$$

ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_T := 0.24 \cdot П_{\text{бт}} = 2.7301 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_T := I_1 - I_{\text{АМ}} = 35558.18595 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$\text{Э}_T := O_p - I_T - H_T - K_{\text{сум}} = 5.40269 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

инвестирование 1 год 20%

инвестирование 2 год 20 %

инвестирование 3 год 20 %

$$П1 := K_{\text{сум}} \cdot 0.2 = 72058.4176$$

$$П2 := K_{\text{сум}} \cdot 0.2 = 72058.4176$$

$$П3 := K_{\text{сум}} \cdot 0.2 = 72058.4176$$

$$\text{ЧДД1} := \frac{-\Pi_1}{(1 + E)^1} = -64051.92676$$

$$\text{Ч1} := \text{ЧДД1} = -64051.92676$$

$$\text{ЧДД2} := \frac{-\Pi_2}{(1 + E)^2} = -56935.046$$

$$\text{Ч2} := \text{ЧДД2} + \text{Ч1} = -1.20987 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД3} := \frac{-\Pi_3}{(1 + E)^3} = -50608.92978$$

$$\text{Ч3} := \text{ЧДД3} + \text{Ч2} = -1.71596 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД4} := \frac{\Pi_{6T}}{(1 + E)^4} = 7.10162 \times 10^5$$

$$\text{Ч4} := \text{ЧДД4} + \text{Ч3} = 5.38566 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД5} := \frac{\Pi_{6T}}{(1 + E)^5} = 6.31255 \times 10^5$$

$$\text{Ч5} := \text{ЧДД5} + \text{Ч4} = 1.16982 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД6} := \frac{\Pi_{6T}}{(1 + E)^6} = 5.61115 \times 10^5$$

$$\text{Ч6} := \text{ЧДД6} + \text{Ч5} = 1.73094 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД7} := \frac{\Pi_{6T}}{(1 + E)^7} = 4.98769 \times 10^5$$

$$\text{Ч7} := \text{ЧДД7} + \text{Ч6} = 2.22971 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД8} := \frac{\Pi_{6T}}{(1 + E)^8} = 4.4335 \times 10^5$$

$$\text{Ч8} := \text{ЧДД8} + \text{Ч7} = 2.67306 \times 10^6$$