

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка схемы выдачи мощности Уссурийской ТЭЦ

Исполнитель
студент группы 242об-3

_____ подпись, дата

К. О. Братковский

Руководитель
канд. техн. наук

_____ подпись, дата

А. А. Казакул
И.О.Ф.

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

_____ подпись, дата

Ю. В. Мясоедов

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

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 157 с., 10 рисунков, 26 таблиц, 95 формул, 2 приложения.

УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, АВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ

В данной выпускной квалификационной работе разработана схема выдачи мощности Уссурийской ТЭЦ в районе города Уссурийск Приморского края. Обоснована схема и оборудование распределительного устройства станции. Произведён расчёт рабочих токов нормального режима, аварийного, а так же токов КЗ. Произведён выбор основного электрического оборудования рассматриваемой подстанции. Спроектирована молниезащита ОРУ 110 кВ Уссурийской ТЭЦ.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

ВЛ – воздушная линия;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

АРВ – автоматическое регулирование возбуждения.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	Ошибка! Закладка не определена.
1 Анализ электрических сетей рассматриваемого района	8
1.1 Климато-географическая характеристика района	8
1.2 Характеристика электрических сетей	8
2 Расчет и прогнозирование нагрузок	11
2.1 Алгоритм расчета нагрузок	11
3 Характеристика и анализ существующего режима сети	17
4 Разработка конкурентно способных вариантов сети	30
4.1 Выбор номинального напряжения сети	32
4.2 Выбор марок проводов	32
5 Технико-экономическое сравнение вариантов	39
5.1 Определение капитальных вложений в сеть	39
5.2 Расчёт амортизационных отчислений	40
5.3 Расчет эксплуатационных затрат	41
5.4 Затраты	42
6 Расчет режимов после ввода ТЭЦ	59
7 Расчет токов короткого замыкания	59
7.1 Определение параметров элементов схем замещения	60
7.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности	62
7.4 Расчет токов КЗ	63
8 Выбор высоковольтного оборудования	66
8.1 Выбор выключателей	66
8.2 Выбор разъединителей	68
8.3 Выбор трансформаторов тока	69
8.4 Выбор трансформаторов напряжения	71
8.5 Выбор гибкой ошиновки станции	72
8.6 Выбо ОПН	74
9 Перенапряжения в высоковольтных сетях	77
9.1 Грозоупорность воздушных линий 110 кВ	77

9.2 Молниезащита ОРУ 110 кВ	86
9.3 Определение параметров контура заземления	90
10 Расчет динамической устойчивости	96
11 Безопасность и экологичность	102
11.1 Безопасность	102
11.2 Экологичность	106
11.3 Пожаробезопасность	Ошибка! Закладка не определена.6
Заключение	1161
Библиографический список	Ошибка! Закладка не определена.2
Приложение А Техникоэкономическое сравнение	
Приложение Б Расчёт токов КЗ	

ВВЕДЕНИЕ

С развитием общества, развитием технологической сферы общества происходит рост энергопотребления. Чтобы обеспечить потребителей электроэнергией необходимо вводить новые генерирующие мощности.

Поэтому для выпускной квалификационной работы был выбран интенсивно развивающийся регион страны – Приморский край, а именно – город Уссурийск. В данной выпускной квалификационной работе будет рассматриваться подключение Уссурийской ТЭЦ.

Исходные данные проекта: данные по загрузке трансформаторов, данные о загрузке линий электропередачи, схема сети Приморской энергосистемы, данные о марке проводов ЛЭП.

Актуальность данной темы состоит в том, что в настоящее время в городе Уссурийске находится много нерентабельных котельных, которые загрязняют окружающую среду. С вводом в городе Уссурийской ТЭЦ, работающей на газе, мы не только решим эту проблему, но так же решим вопрос экономичности использования энергоресурсов.

В ходе работы необходимо будет составить вариант схемы электрической сети, который будет конкурентно способен по техническим и экономическим показателям. Из разработанных вариантов подключения сети выбирается наиболее конкурентно-способный вариант.

В ходе проектирования перспективной сети необходимо решить следующие задачи:

- разработка вариантов подключения Уссурийской Тэц;
- расчёт и анализ установившихся режимов;
- прогнозирование нагрузки;
- выбор и проверка основного электрооборудования;
- проектирование защитных заземлений и систем;
- расчет динамической устойчивости станции;

1 АНАЛИЗ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

1.1 Климато-географическая характеристика района

Приморский край занимает юго-восточную окраину России. Он расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря.

В рельефе Приморского края четко выделяются две горные системы (Восточно-Маньчжурская и Сихотэ-Алинь), а также Приханкайская равнина. Сихотэ-Алинь, включающая в себя многочисленные горные ряды и обособленные возвышенности, составляет около 70 % всей Приморской территории. Средняя высота этой системы над уровнем моря около 500-100м.

Почвы в районе расположения буротаежные, болотистые. Глубина промерзания 1,85 м. Первый слой почвы занимают суглинки маловлажные (1,5 м), второй слой - пески (до 7 м).

Средняя температура зимой составляет -20°C , летом $+17,7^{\circ}\text{C}$. Минимальная температура в январе месяце составляет -45°C , максимальная температура в июле месяце составляет $+28^{\circ}\text{C}$. В пределах береговой зоны скорости ветра зимой значительны. Так, средние скорости ветра составляют всюду более 5 м/сек, достигая местами на открытых участках 10 м/сек. Скоростной наибольший нормативный напор ветра равен 650 Па. Район по ветру - IV. Преобладающее направление ветров - северо-западное.

Район по гололеду - IV. Температура при образовании гололеда -10°C .

Район по ветровому давлению – III.

1.2. Характеристика электрических сетей

Основу электроэнергетики Приморского края составляет ОАО «Дальэнерго», объединяющая 18 филиалов, в т. ч. 3 электростанции (Приморская, Артёмовская, Партизанская ГРЭС), 4 предприятия электрических сетей, а также мощности тепловых сетей. В стадии строительства находятся еще две электростанции. Суммарная мощность электростанций составляет 1,5 млн кВт (31-е место в РФ, 2004).

Основными источниками питания Приморского края являются Приморская ГРЭС, Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС.

Приморская ГРЭС — угольная тепловая электростанция (ТЭС), расположенная в посёлке городского типа Лучегорск Приморского края России. Первый энергоблок станции был введён в эксплуатацию в 1974 году, последний в 1990-м. Установленная электрическая мощность Приморской ГРЭС составляет 1467 МВт, что на 2012 год делает её самой мощной ТЭС на Дальнем Востоке. Мощность энергоблоков составляет 2×110 МВт, 2×96 МВт, 4×210 МВт, 1×215 МВт.

Артемовская ТЭЦ (ранее – Артемовская ГРЭС им. С.М. Кирова) – один из центральных энергообъектов юга Приморья. С ее появлением начала формироваться энергетическая система Приморская края. Именно Артёмовская ТЭЦ стала первой по-настоящему крупной и значимой электростанцией, построенной в крае.

До начала 1970-х гг. Артемовская ТЭЦ оставалась самой крупной электростанцией Приморья. С 1984 г. она переведена в разряд теплоэлектроцентралей. На сегодняшний день предприятие имеет установленную электрическую мощность 400 мВт, тепловую – 297 Гкал. Годовая выработка электроэнергии составляет более 2 млрд кВт*ч, выработка тепла – 630–700 тыс. Гкал.

Предприятие обеспечивает потребности региона в электрической энергии и является единственным источником централизованного теплоснабжения в Артемовском городском округе. Потребители тепловой энергии: ОПХ «Дальневосточный», Уссурийская птицефабрика, с. Суражевка, п. Заводской, Уссурийской птицефабрики, ОАО «ДЭР», ТУ Артемовский, база ОАО «Дальэнергоремонт» и г. Артем.

Владивостокская ТЭЦ-2 – самая молодая станция в структуре Приморской генерации. Сегодня Владивостокская ТЭЦ-2 является основным источником по обеспечению производственным паром, тепловой и электрической энергией промышленности и населения г. Владивостока. Станция самая мощная в системе филиала ОАО «ДГК» Приморская генерация. На станции эксплуатируются 14 котлоагрегатов и 6 турбогенераторов. Производственные показатели: установленная мощность 497,0 МВт, тепловая мощность 1033 Гкал/час, вид топлива- уголь.

Уссурийская ТЭЦ находится в стадии строительства. Расчётная мощность ТЭЦ составит около 226 МВт, а тепловая мощность 342 Гкал/ч. В качестве топлива планируется использовать природный газ. В состав входит ГТУ мощностью $2 \times 77,1$ МВт и ПТУ мощностью 2×36 МВт.

Реализация проекта обеспечит повышение надежности электроснабжения потребителей юга Приморского края, улучшение теплоснабжения и экологической обстановки города Уссурийска, позволит закрыть более 65 нерентабельных мазутных котельных.

Узловой подстанцией города Уссурийска является ПС 220 кВ Уссурийск-2, которая получает питание от ПС Дальневосточная по двум линиям и по одной линии от ПС Владивосток. Также происходит питание непосредственно от Артемовской ТЭЦ по линии 110 кВ Артемовская ТЭЦ-Уссурийск-1.

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗОК

Прогнозирование нагрузки является важным фактором при проектировании объектов энергетики. От правильности прогноза зависят показатели экономичности, надежность энергоснабжения, правильность выбора оборудования и т.д.

В определенном смысле, величина прогноза нагрузки является опорным показателем для последующего планирования балансов мощности и расчетов электрических режимов.

Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день).

2.1 Алгоритм расчета нагрузок

Максимальные мощности, потребляемые подстанциями Уссурийского района, приняты по данным контрольного замера от 16.12.2015 года в вечерний пик максимума.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий.

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_n} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot T_i) \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T_n} \cdot \sum_{i=1}^n (Q_i \cdot T_i) \quad (2)$$

где P_i, Q_i – ординаты графиков нагрузки на i -ый час суток;

T_i – час суток (в течение каждого часа);

T_n – период наблюдения (24 часа).

$$P_{min} = k_l \cdot P_{max} \quad (3)$$

$$Q_{min} = k_l \cdot Q_{max} \quad (4)$$

где k_l – коэффициент летнего снижения нагрузки (примем 0,85)

Вероятностные характеристики мощностей для каждой из подстанций приведены в таблице 4.

Таблица 1– Вероятностные характеристики мощностей

Название ПС	P_{max} , МВт	Q_{max} , Мвар	P_{cp} , МВт	Q_{cp} , Мвар	P_{min} , МВт	Q_{min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
Широкая 220	98,7	65,9	89,7	59,9	83,9	56,0
Перевал	0,7	0,3	0,6	0,3	0,6	0,3
Береговая2 220	51,3	37,0	46,6	33,6	43,6	31,5
К 220	76,5	18,1	69,5	16,5	65,0	15,4
Зелен.угол 220	51,6	3,9	46,9	3,5	43,9	3,3
Волна 220	121,8	109,2	110,7	99,3	103,5	92,8
Арсеньев2 220	101,3	6,6	92,1	6,0	86,1	5,6
Дальневосточ. 220	13,2	1,0	12,0	0,9	11,2	0,9
Аэропорт 220	1,7	0,6	1,5	0,5	1,4	0,5
НПС38	5,6	1,2	5,1	1,1	4,8	1,0
Лесозаводск	39,6	15,7	36,0	14,3	33,7	13,3

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
Губерово/Т	10,0	4,2	9,1	3,8	8,5	3,6
Иман 220	43,0	6,4	39,1	5,8	36,6	5,4
Кировка	12,9	3,9	11,7	3,5	11,0	3,3
Свиягино/Т	15,0	6,0	13,6	5,5	12,8	5,1
Спасск 220	23,5	29,8	21,4	27,1	20,0	25,3
Спасс 110	71,7	11,8	65,2	10,7	60,9	10,0
Уссурийск2 110	41,4	11,8	37,6	10,7	35,2	10,0
Междуречье	7,3	1,5	6,6	1,4	6,2	1,3
УКФ	7,5	2,8	6,8	2,5	6,4	2,4
Уссурийск1	31,0	12,2	28,2	11,1	26,4	10,4
Тереховка	1,2	0,2	1,1	0,2	1,0	0,2
Раздольное	23,5	6,6	21,4	6,0	20,0	5,6
Западная	47,6	2,4	43,3	2,2	40,5	2,0
Кожзавод	23,9	15,0	21,7	13,6	20,3	12,8
Надеждинская/Т	10,9	10,6	9,9	9,6	9,3	9,0
Дмитриевка	5,2	1,7	4,7	1,5	4,4	1,4
Ярославка	29,1	4,1	26,5	3,7	24,7	3,5
Павловка1	11,2	6,5	10,2	5,9	9,5	5,5
Павловка2	17,1	6,2	15,5	5,6	14,5	5,3
Полевая	27,9	31,4	25,4	28,5	23,7	26,7
Промышленная	18,2	6,6	16,5	6,0	15,5	5,6
Студгородок	6,9	1,7	6,3	1,5	5,9	1,4
Гранит	13,7	5,0	12,5	4,5	11,6	4,3
3	4,6	1,0	4,2	0,9	3,9	0,9

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{\max}^{\text{прог}} = P_{\max}^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}, \quad (5)$$

где $P_{\max}^{\text{баз}}$ – базовая заданная максимальная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,019 [10];

$t_{\text{прог}}$ – год на который определяется электрическая нагрузка – 2020 г.;

$t_{\text{баз}}$ – год в который снимался первый замер – 2015 г..

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}$ равным 5, так как данные контрольных замеров известны на период 2015 года. Поэтому нагрузку прогнозируем на 5 лет вперед.

Ниже приведен пример расчета прогноза максимальной активной мощности для ПС Уссурийск-2.

$$P_{\max. \text{Уссурийск}2}^{\text{прог}} = 41,4 \cdot (1 + 0,019)^{2020-2015} = 45,5 \text{ МВт},$$

$$Q_{\max. \text{Уссурийск}2}^{\text{прог}} = 11,8 \cdot (1 + 0,019)^{2020-2015} = 13 \text{ МВар}.$$

Остальные прогнозируемые нагрузки приведены в таблице 2.

Таблица 2– Прогноз нагрузок на 2020 г.

Название ПС	P_{\max} , МВт	Q_{\max} , Мвар	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	P_{\min} , МВт	Q_{\min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
Широкая 220	108,4	72,4	98,6	65,8	92,2	61,5
Перевал	0,8	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3
Береговая2 220	56,4	40,7	51,2	37,0	47,9	34,6
К 220	84,0	19,9	76,4	18,1	71,4	16,9
Зелен.угол 220	56,7	4,3	51,5	3,9	48,2	3,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Волна 220	133,8	120,0	121,7	109,1	113,7	102,0
Арсеньев2 220	111,3	7,3	101,2	6,6	94,6	6,2
Дальневосточ. 220	14,5	1,1	13,2	1,0	12,3	0,9
Аэропорт 220	1,9	0,7	1,7	0,6	1,6	0,6
НПС38	6,2	1,3	5,6	1,2	5,2	1,1
Лесозаводск	43,5	17,2	39,6	15,7	37,0	14,7
Губерово/Т	11,0	4,6	10,0	4,2	9,3	3,9
Иман 220	47,2	7,0	42,9	6,4	40,2	6,0
Кировка	14,2	4,3	12,9	3,9	12,0	3,6
Свиягино/Т	16,5	6,6	15,0	6,0	14,0	5,6
Спасск 220	25,8	32,7	23,5	29,8	21,9	27,8
Спасс 110	78,8	13,0	71,6	11,8	67,0	11,0
Уссурийск2 110	45,5	13,0	41,4	11,8	38,7	11,0
Междуречье	8,0	1,6	7,3	1,5	6,8	1,4
УКФ	8,2	3,1	7,5	2,8	7,0	2,6
Уссурийск1	34,1	13,4	31,0	12,2	29,0	11,4
Тереховка	1,3	0,2	1,2	0,2	1,1	0,2
Раздольное	25,8	7,3	23,5	6,6	21,9	6,2
Западная	52,3	2,6	47,5	2,4	44,5	2,2
Кожзавод	26,3	16,5	23,9	15,0	22,3	14,0
Надеждинская/Т	12,0	11,6	10,9	10,6	10,2	9,9
Дмитриевка	5,7	1,9	5,2	1,7	4,9	1,6
Ярославка	32,0	4,5	29,1	4,1	27,2	3,8
Павловка1	12,3	7,1	11,2	6,5	10,5	6,1
Павловка2	18,8	6,8	17,1	6,2	16,0	5,8
Полевая	30,7	34,5	27,9	31,4	26,1	29,3
Промышленная	20,0	7,3	18,2	6,6	17,0	6,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Студгородок	7,6	1,9	6,9	1,7	6,4	1,6
Гранит	15,1	5,5	13,7	5,0	12,8	4,7
3	5,1	1,1	4,6	1,0	4,3	0,9

3 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО РЕЖИМА СЕТИ

Расчет режимов работы электрических сетей имеет важное значение.

Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения [3]:

- загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности;
- сечений проводов и кабелей, мощностей трансформаторов и АТ;
- уровня напряжений в узлах и элементах сети, мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения в допустимых пределах потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;
- уровня токов КЗ, соответствия существующей или намечаемой к установке аппаратуры ожидаемым токам КЗ, мероприятий по ограничению токов КЗ;
- пропускной способности сети по условиям устойчивости.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчет режима проводим в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3. Программный комплекс RastrWin 3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной RastrWin 3. Для этого необходимо:

- начертить схему с указанием всех узлов и ветвей;
- пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы;
- для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанес-

ти на схему;

-для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления;

-для узлов с синхронными машинами (генераторы, компенсаторы) определить активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности и заданный модуль напряжения;

-для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление по формуле 11 и проводимость на землю по формуле 12 (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус):

$$Z_n = L \cdot (r + j \cdot x_0), \quad (6)$$

где L – длина линии, км;

r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление линии, Ом/км.

$$B_n = b_0 \cdot L \quad (7)$$

где b_0 – емкостная проводимость.

Для примера рассмотрим линию Дальневосточная-Уссурийск-2 выполненную проводом АСО-300. Погонные параметры приведены в таблице 3.

Таблица 3-Погонные параметры

Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км
1	2	3	4
АСО-300	0,098	0,429	2,64

$$R = r_0 \cdot L = 0,098 \cdot 48,63 = 4,766 \text{ Ом,}$$

$$X = x_0 \cdot L = 0,429 \cdot 48,63 = 4,766 \text{ Ом,}$$

$$B = b_0 \cdot L = 2,64 \cdot 48,63 = 128,38 \text{ мкСм.}$$

Параметры остальных линий приведены в таблице 4.

Таблица 4- Параметры ЛЭП.

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4
Прим.ГРЭС 500 - Чугуевка 2 500	9,93	90,49	-1158,8
Чугуевка 2 500 - Лозовая 500	6,44	58,74	-752,3
Лозовая 220 - Козьмино 220	2,88	12,59	-77,5
Козьмино 220 - Широкая 220	1	13,12	-80,7
Широкая 220 - Перевал	3,94	17,26	-106,2
Перевал - Береговая2 220	3,42	15	-92,1
Чугуевка 2 220 - К 220	11,93	52,22	-321,3
Чугуевка 2 220 - Партизан.ГРЭС	16,27	71,2	-438,2
Береговая2 220 - Артем.ТЭЦ 220	4,44	19,43	-119,6
Артем.ТЭЦ 220 - Влад.ТЭЦ2 220	4,58	20,04	-123,3
Влад.ТЭЦ2 220 - Зелен.угол 220	0,14	1,07	
Зелен.угол 220 - Волна 220	1,54	19,43	-119,6
Чугуевка 2 220- Арсеньев2 220	7,17	25,78	-154,1
Прим.ГРЭС 500- Дальневосточ. 500	10,01	106,34	-1243
Дальневосточ. 500- Владивосток 500	3,24	29,6	-378,7
Владивосток 500- Лозовая 500	3,98	36,25	-464,2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Владивосток 220- Волна 220	4,96	21,7	-133,6
Владивосток 220- Зелен.угол 220	4,88	27,33	-175,7
Владивосток 220 - Аэропорт 220	1,56	8,73	-56,1
Аэропорт 220 - Артем.ТЭЦ 220	1,42	7,98	-51,3
Прим.ГРЭС 220- НПС38	10,86	47,53	-292,5
НПС38 - Лесозаводск	6,13	26,84	-165,2
Прим.ГРЭС 220 - Губерово/Т	4,57	20	-123
Прим.ГРЭС 220- Иман 220	7,78	34,1	-209,7
Губерово/Т - Иман 220	4,73	20,7	-127,4
Иман 220 - Лесозаводск	6,81	29,82	-183,5
Иман 220 - Лесозаводск	6,85	29,98	-184,5
Лесозаводск - Кировка	5,46	23,89	-147
Свиягино/Т - Спасск 220	3,76	16,44	-101,2
Кировка - Свиягино/Т	4,28	18,75	-115,4
Дальневосточ. 220- Уссурийск2 220	6,66	29,17	-179,5
Дальневосточ. 220- Уссурийск2 220	4,77	20,86	-128,4
Уссурийск2 110 - Междуречье	1,31	4,43	-30,7
Междуречье - УКФ	0,67	2,26	-15,7
УКФ- Уссурийск1	0,91	3,09	-21,4
Уссурийск1 - Артем.ТЭЦ 110	10,07	25,01	-159,5
Уссурийск1 - Тереховка	5,48	9,4	-58,5
Тереховка - Раздольное	4,88	8,4	-52
Раздольное- Западная	7,22	12,44	-77
Западная- Артем.ТЭЦ 110	3,8	6,2	-35,7
Уссурийск2 110 - Кожзавод	4,6	6,5	-39,2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Кожзавод- НадеждинскаяТ	9,1	18,7	-124
НадеждинскаяТ- Западная	3,25	6,66	-44,3
Спасск 110- Дмитриевка	4,32	9,52	-62
Дмитриевка- Ярославка	11	20,37	-128,4
Дмитриевка- Ярославка	11	20,37	-128,4
Ярославка - Павловка1	2,92	7,43	-49,5
Павловка1 - Уссурийск2 110	9,9	15,88	-98,1
Ярославка - Павловка2	3,8	9,7	-64,6
Павловка2- Уссурийск2 110	3,6	12,15	-84,3
Уссурийск2 110 - Полевая	10	14,29	-85,9
Полевая - Промышленная2с	7	12,14	-75,6
3- Студгородок	0,35	0,6	-3,7
Промышленная2с - 3	1,57	2,7	-16,8
Студгородок - Уссурийск1	0,52	0,9	-5,6
Отпайка (Гранит2с Новоник. Пром.1с)- Уссурийск2 110	1,5	3,36	-21,6
Дальневосточ.220- Арсеньев2 220	9,12	32,8	-196
Уссурийск2 220 - Владивосток	5,12	22,39	-85,5
Лесозаводск- К 220	28,85	103,7	-619,8
Партизан.ГРЭС 220- Лозовая 220	2,16	9,44	-58
Спасск220- Дальневосточ. 220	6	26,43	-162,6

Для определения параметров трансформаторов используем каталожные данные из справочника Неклепаева.

Для расчета реактивной проводимости используем формулу:

$$B_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2}$$

(8)

где ΔQ_x - потери активной мощности на холостой ход.

Для примера найдем параметры на ПС Уссурийск-2. На ПС Уссурийск-2 установлены три автотрансформатора марки АДЦТН-125000/220/110.

Так как на низкой стороне у нас нет присоединений зададим автотрансформатор как двухобмоточный, со следующими параметрами:

$$R_m = r_{BH} + r_{CH} = 0,55 + 0,48 = 1,03 \quad \text{Ом,}$$

(9)

$$X_m = x_{BH} + x_{CH} = 59,2 + 0 = 59,2 \quad \text{Ом,}$$

(10)

$$B_m = \frac{625000}{220000^2} = 13 \text{ мкСм.}$$

Коэффициент трансформации определим по формуле:

$$K_m = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{110}{220} = 0,5$$

(11)

Параметры трансформаторов на других подстанциях сведем в таблицу 5.

Таблица 5- Параметры трансформаторов

Место установки	Марка	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	K _T

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
Приморская ГРЭС	2х3*АОДЦТН-167000/500/220	0,98	61,1	8	0,44
	2хАТДЦТН-240000/220/110	0,4	25,5	26	0,5
ПС Чугуевка	3*АОДЦТН-167000/500/220	0,98	61,1	8	0,44
ПС Лозовая	3*АОДЦТН-167000/500/220	0,98	61,1	8	0,44
ПС Владивосток	3*АОДЦТН-167000/500/220	0,98	61,1	8	0,44
ПС Дальневосточн- ая	2х3*АОДЦТН-167000/500/220	0,98	61,1	8	0,44
ПС Спасск	2х АТДЦТН-125000/220/110	1,03	59,2	13	0,5
Владивостокск- ая ТЭЦ-2	2х АТДЦТН-125000/220/110	1,03	59,2	13	0,5
Артемовская ТЭЦ	2х АТДЦТН-180000/220/110	0,6	30,4	21	0,5

Результаты расчета нормального режима представим в таблицах 6,7,8.

Таблица 6- Напряжения в узлах

Название	U_ном, кВ	Uрасч, кВ	dU, %
1	2	3	4
Чугуевка 2 500	500	516,25	3,25

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
Чугуевка 2 220	220	227,55	3,43
Лозовая 500	500	515,08	3,02
Лозовая 220	220	225,16	2,35
Козьмино 220	220	222,03	0,92
Широкая 220	220	219,41	-0,27
Перевал	220	221,29	0,59
Береговая2 220	220	222,64	1,20
К 220 (Горелое и т.д.)	220	223,89	1,77
Зелен.угол 220	220	229,62	4,37
Волна 220	220	222,47	1,12
Арсеньев2 220	220	224,93	2,24
Дальневосточная 500	500	521,96	4,39
Дальневосточ. 220(НПС40 41)	220	228,6	3,91
Владивосток 500	500	518,98	3,80
Владивосток 220	220	227,34	3,34
Аэропорт 220	220	227,8	3,55
НПС38	220	226,32	2,87
Лесозаводск(Ружино)	220	225,04	2,29
Губерово/Т	220	226,65	3,02
Иман 220	220	225,88	2,67
Кировка	220	223,03	1,38
Свиягино/Т	220	222,09	0,95
Спасск 220(Новая)	220	221,93	0,88
Спасс 110(АСБ СпасскТ)	110	109,72	-0,25
Уссурийск2 220	220	222,49	1,13
Уссурийск2 110	110	111,76	1,60
Междуречье	110	110,5	0,45

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ)	110	109,94	-0,05
Уссурийск1	110	109,31	-0,63
Тереховка	110	108,86	-1,04
Раздольное(1,2 Кипарисово)	110	108,48	-1,38
Западная(Шахта7)	110	110,17	0,15
Кожзавод(УссурийскТ)	110	109,76	-0,22
НадеждинскаяТ	110	109,39	-0,55
Дмитриевка(Черниговка)	110	109,3	-0,64
Ярославка	110	108,38	-1,47
Павловка1	110	108,88	-1,02
Павловка2(ЖБИ130 Михайловка)	110	109,34	-0,60
Полевая	110	108,38	-1,47
Промышленная2с	110	108,9	-1,00
Отпайка (Гранит2с Новоник. Пром.1с)	110	111,22	1,11
Студгородок	110	109,13	-0,79
З (Гранит 1с)	110	109,04	-0,87

Таблица 7- Токовая загрузка ЛЭП

Название	Марка провода	И	Ид.д	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5
Прим.ГРЭС 500 - Чугуевка 2 500	3хАС-300/66	507	2040	24,9
Чугуевка 2 500 - Лозовая 500	3хАС-300/66	297	2040	14,6
Лозовая 220 - Козьмино 220	АСК-300/39	325	710	45,8
Козьмино 220 - Широкая 220	АСО-300/39	327	710	46,1
Широкая 220 - Перевал	АСО-300/39	100	710	14,1

1	2	3	4	5
Перевал - Береговая2 220	АС-300/39	89	710	12,5
Чугуевка 2 220 - К 220 (Горелое и т.д.)	АСО-300/39	61	710	8,6
Чугуевка 2 220 - Партизан.ГРЭС 220	АС-300/39	106	710	14,9
Береговая2 220 - Артем.ТЭЦ 220	АСО-300/39	174	710	24,5
Артем.ТЭЦ 220 - Влад.ТЭЦ2 220	АСО-300/39	113	710	15,9
Влад.ТЭЦ2 220 - Зелен.угол 220	АСК-300/66	113	680	16,6
Зелен.угол 220 - Волна 220	АСК-300/66	204	680	30,0
Чугуевка 2 220 - Арсеньев2 220	АС-240/32	230	605	38,0
Прим.ГРЭС 500 - Дальневосточная 500	3хАС-330/43	577	2070	27,9
Дальневосточная 500 - Владивосток 500	3хАС-300/66	206	2040	10,1
Владивосток 500 - Лозовая 500	3хАС-300/66	104	2040	5,1
Владивосток 220 - Волна 220	АСО-300/39	294	710	41,4
Владивосток 220 - Зелен.угол 220	АС-400/64	222	860	25,8
Владивосток 220 - Аэропорт 220	АС-400/64	236	860	27,4
Аэропорт 220 - Артем.ТЭЦ 220	АС-400/64	230	860	26,7
Прим.ГРЭС 220 (НПС-36) - НПС38	АС-300/39	219	710	30,8
НПС38 - Лесозаводск(Ружино)	АС-300/39	200	710	28,2
Прим.ГРЭС 220 (НПС-36) - Губерово/Т	АСО-300/39	252	710	35,5
Прим.ГРЭС 220 (НПС-36) - Иман 220	АС-300/39	285	710	40,1

Губерово/Т - Иман 220	АСО-300/39	226	710	31,8
-----------------------	------------	-----	-----	------

1	2	3	4	5
Иман 220 - Лесозаводск(Ружино)	АСО-300/39	200	710	28,2
Иман 220 - Лесозаводск(Ружино)	АСО-300/39	199	710	28,0
Лесозаводск(Ружино) - Кировка	АС-240/32	348	605	57,5
Свиягино/Т - Спасск 220(Новая)	АСО-300/39	277	710	39,0
Кировка - Свиягино/Т	АСО-300/39	315	710	44,4
Дальневосточ. 220(НПС40 41) - Уссурийск2 220	АС-300/39	230	710	32,4
Дальневосточ. 220(НПС40 41) - Уссурийск2 220	АСО-300/39	324	710	45,6
Уссурийск2 110 - Междуречье	АС-240/32	250	605	41,3
Междуречье - УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ)	АС-240/32	212	605	35,0
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ) - Уссурийск1	АС-240/32	171	605	28,3
Уссурийск1 - Артем.ТЭЦ 110	М-95	155	422	36,7
Уссурийск1 - Тереховка	АС-120/19	26	390	6,7
Тереховка - Раздольное(1,2 Кипарисово)	АС-120/19	22	390	5,6
Раздольное(1,2 Кипарисово) - Западная(Шахта7)	АС-120/19	110	390	28,2
Западная(Шахта7) - Артем.ТЭЦ 110	М-95	419	422	99,3
Уссурийск2 110 - Кожзавод(УссурийскТ)	АС-95/16	160	330	48,5
Кожзавод(УссурийскТ) НадеждинскаяТ	АС-95/16	15	330	4,5

1	2	3	4	5
НадеждинскаяТ Западная(Шахта7)	- АС-150/24	64	450	14,2
Спасс 110(АСБ СпасскТ) Дмитриевка(Черниговка)	- АС-120/19	109	390	27,9
Спасс 110(АСБ СпасскТ) Дмитриевка(Черниговка)	- АС-120/19	109	390	27,9
Дмитриевка(Черниговка) Ярославка	- АС-120/19	96	390	24,6
Дмитриевка(Черниговка) Ярославка	- АС-120/19	96	390	24,6
Ярославка - Павловка1	АС-95/16	43	330	13,0
Павловка1 - Уссурийск2 110	АС-95/16	92	330	27,9
Ярославка - Павловка2(ЖБИ130 Михайловка)	АС-185/29	72	510	14,1
Павловка2(ЖБИ130 Михайловка) - Уссурийск2 110	АС-240/32	118	605	19,5
Уссурийск2 110 - Полевая	АС-95/16	147	330	44,5
Полевая - Промышленная2с	АС-120/19	25	390	6,4
3 (Гранит 1с) - Студгородок	АС-120/19	88	390	22,6
Промышленная2с - 3 (Гранит 1с)	АС-120/19	27	390	6,9
Студгородок - Уссурийск1	АС-120/19	125	390	32,1
Отпайка (Гранит2с Новоник. Пром.1с) - Уссурийск2 110	АС-120/19	124	390	31,8
Дальневосточ. 220(НПС40 41) - Арсеньев2 220	АС-240/32	53	605	8,8
Уссурийск2 220 - Владивосток 220	АСО-300/39	261	710	36,8

1	2	3	4	5
Лесозаводск(Ружино) - К 220(Горелое и т.д.)	АС-240/32	153	605	25,3
Партизан.ГРЭС 220 - Лозовая 220	АС-240/32	57	605	9,4
Спасск 220(Новая) - Дальневосточ. 220(НПС40 41)	АС-300/39	161	710	22,7

Таблица 8 –Потери

Потери в ЛЭП, МВт	Потери в трансформаторах, МВт	Суммарные потери, МВт
1	2	3
45,58	1,73	47,31

Анализируя полученные результаты можно сказать, что сеть функционирует нормально. Отклонения напряжений не превышают допустимых значений. Имеется переток мощности из Хабаровского края, по линиям Бикин-Приморская ГРЭС(ОРУ 110 кВ), Бикин/Т- Приморская ГРЭС(ОРУ 220 кВ), Розенгартовка- Приморская ГРЭС(ОРУ 220 кВ), Хехцир2- Приморская ГРЭС(ОРУ 500 кВ). Таким образом увеличивая генерируемые мощности в Приморском края, путем введения Уссурийской ТЭЦ, мы не только решим проблему нерентабельности котельных в Уссурийске, но и уменьшим переток из Хабаровского края.

4 РАЗРАБОТКА КОНКУРЕНТНО СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ СЕТИ

Схема подключения должна с минимальными капиталовложениями обеспечивать необходимый уровень надежности электроснабжения, требуемое качество электроэнергии, безопасность эксплуатации сети, а также должна учитывать дальнейшее развитие сети и подключения новых потребителей.

При выборе варианта подключения учтем следующие требования к проектированию станции [7]:

Схема выдачи мощности должна быть построена так, чтобы повреждение в сети не приводило к полному останову электростанции или потере собственных нужд.

Применение, как правило, на электростанции не более двух РУ повышенных напряжений.

Варианты подключения показаны на рисунках 1 и 2.

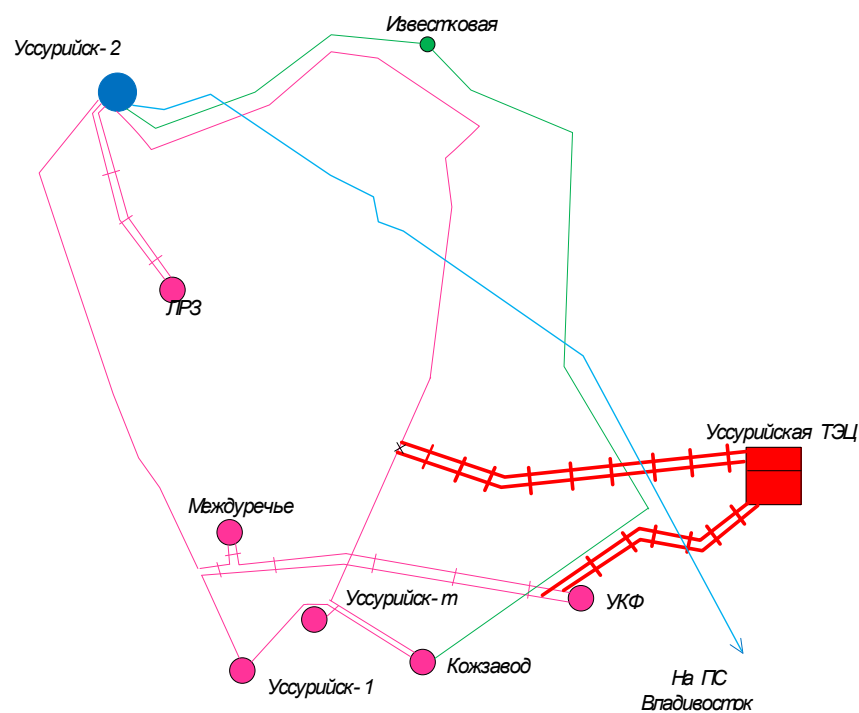


Рисунок 1- Первый вариант подключения

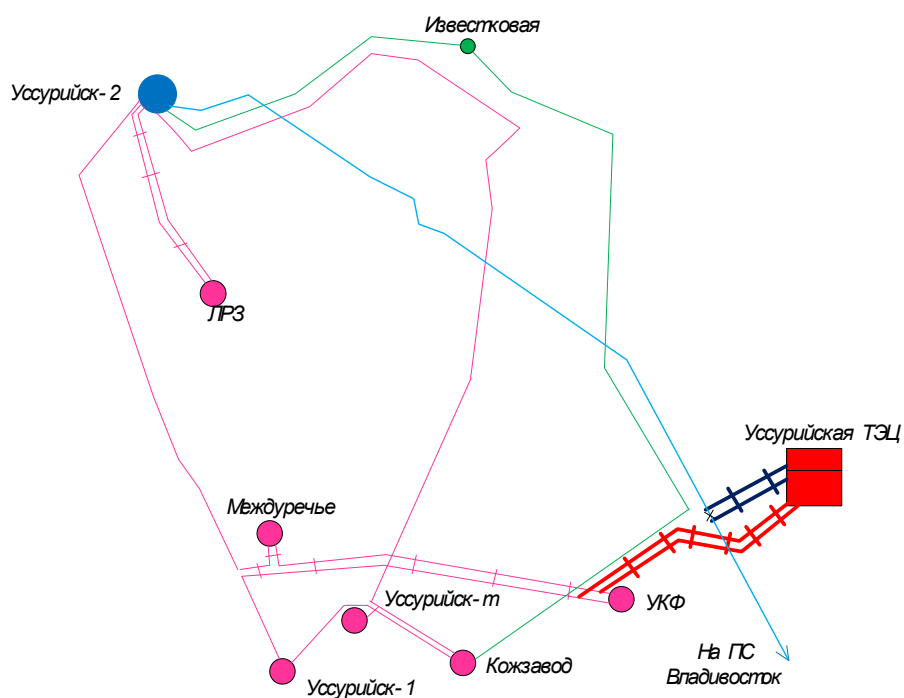








Рисунок 2- Второй вариант подключение

Таблица 9- Условные обозначения

Условные обозначения	
1	2
	ПС 110 кВ
	ПС 220 кВ
	ПС 35 кВ
	Линия 110 кВ
	Линия 35 кВ
	Линия 220 кВ

Проанализируем предложенные варианты.

Преимущества первого варианта:

-меньшие затраты на ОРУ;

- применении на станции генераторных трансформаторов на 110 кВ.

Преимущества второго варианта:

-длина линий меньше по сравнению с 1 вариантом;

- применении на станции ОРУ напряжением 220 кВ позволит увеличить объем передачи электроэнергии при дальнейшем росте электрических нагрузок, а также снизить потери в ЛЭП.

Мощность станции сопоставима с энергопотреблением Уссурийска, поэтому выдавать транзитную мощность в другие районы не имеет смысла.

Окончательный выбор вариант приведен в технико-экономическом сравнении.

4.1 Выбор номинального напряжения в сети

Номинальное напряжение оказывает большое влияние на технико-экономические показатели и технические характеристики электрической сети. При повышении номинального напряжения происходит снижение потерь, снижение сечения проводов, снижение эксплуатационных издержек. Но при этом растут капитальные затраты на сооружение линии, РУ подстанций.

Основными показателями, определяющими величину номинального напряжения, является активная мощность, протекающая по линии, и её длина.

Т.к. подключение осуществляется с помощью отпаяк выбор рационального напряжения не имеет смысл.

В первом варианте у нас будет одно РУ 110 кВ. Во втором на станции будет находится два РУ 110 и 220 кВ.

4.2 Выбор марок проводов

Выбор сечения проводов проектируемой сети производится с учетом: технико-экономических показателей, пропускной способности сечения провода по нагреву в послеаварийных условиях, механической прочности проводов воздушных линий, условий образования короны (отсутствие заметных потерь мощности на корону при хорошей погоде и относительно небольшие годовые потери энергии).

Сечения проводов электрической сети должны быть выбраны таким образом, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение линий сети, растущими с увеличением сечения проводов, и расходами, связанными с потерями энергии, уменьшающимися при увеличении сечений проводов.

В настоящее время сечение проводов ВЛЭП выбираются по экономическим токовым интервалам. Расчетное значение тока текущего по линии определяется по формуле:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}$$

(12)

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации (принимается равным 1,05 для ЛЭП 110 – 220 кВ);

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы. Значение α_T принимается равным 1.

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \quad (13)$$

где P_{ij} – поток активной мощности текущей по линии в зимний максимум;
 Q_{ij} – поток реактивной мощности текущей по линии в зимний максимум,
 n_y – количество цепей;
 $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, кВ.

Рассмотрим первый вариант подключения. На участке ОРУ 110 Уссурийская ТЭЦ-Отпайка(Кожзав.) 110 кВ зададимся проводом АС-240/32, на участке ОРУ 110 кВ Уссурийская ТЭЦ-Отпайка(УКФ) 110 кВ также зададимся проводом АС-240/32. И рассчитаем потоки мощности на этих участках, представленных на рисунке 3.

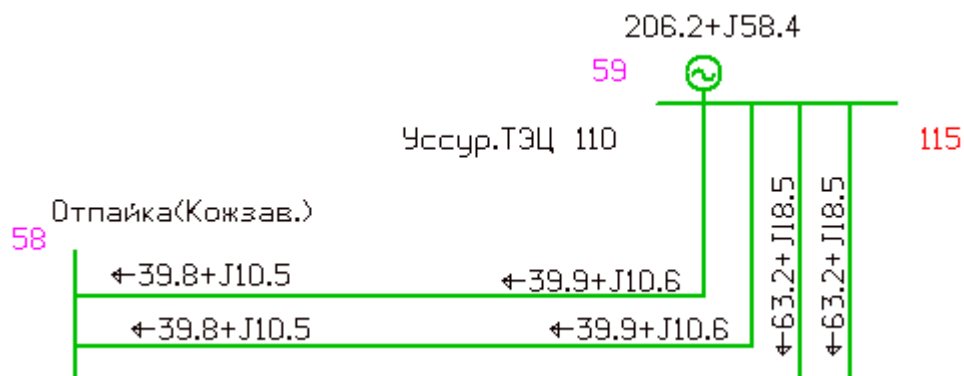


Рисунок 3- Потоки мощности

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{39,8^2 + 10,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,108 \text{ кА,}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,108 = 0,113 \text{ кА.}$$

Исходя из найденных значений выберем провод АС-185/29.

Проверим по длительно допустимому.

$$I_{\text{ПА}} = \frac{\sqrt{39,8^2 + 10,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,216 \text{ кА.}$$

Длительно допустимый ток для провода АС-185/29 равен 520 А.
Провод прошел проверку.

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{63,2^2 + 18,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,173 \text{ кА,}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,173 = 0,182 \text{ кА.}$$

Выбираем провод АС-240/32.

$$I_{\text{ПА}} = \frac{\sqrt{63,2^2 + 18,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,346 \text{ кА.}$$

Длительно допустимый ток для провода АС-240/39 равен 610 А.
Провод прошел проверку.

Рассмотрим второй вариант подключения. На участке ОРУ 220 Уссурийская ТЭЦ-Отпайка 220 кВ зададимся проводом АС-240/32, На участке ОРУ 110 кВ Уссурийская ТЭЦ-Отпайка 110 кВ также зададимся проводом АС-240/32. И рассчитаем потоки мощности на этих участках,

представленных на рисунке 4.

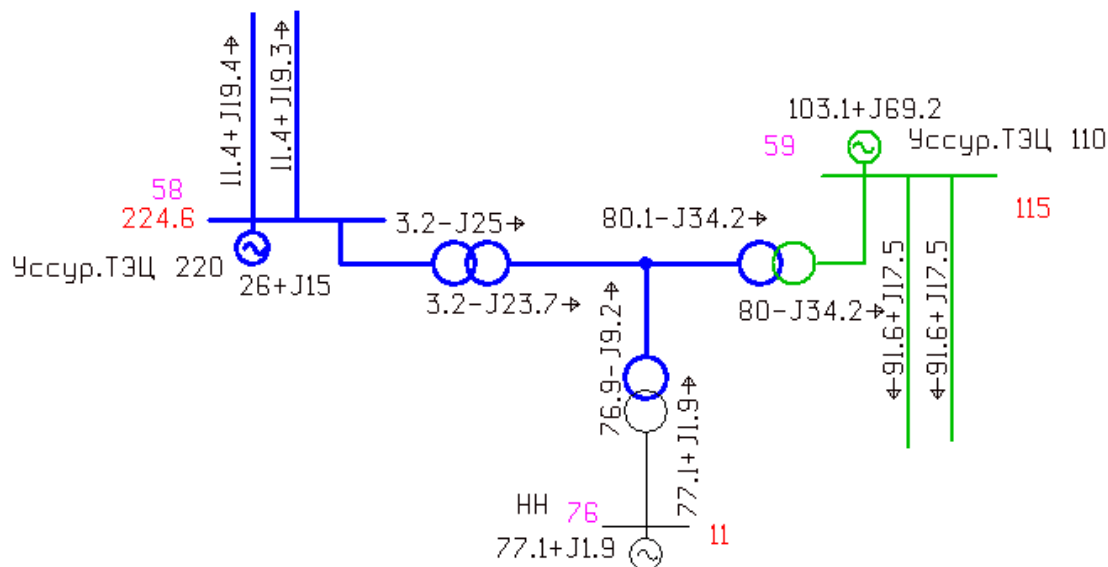


Рисунок 4- Поток мощности

Рассчитаем максимальный и рабочий токи на участке ОРУ 220 Уссурийская ТЭЦ-Отпайка 220 кВ:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{11,4^2 + 19,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,03 \text{ кА,}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,03 = 0,0315 \text{ кА.}$$

Исходя из экономических токовых интервалах провод выбран верно. Проверим его по длительно допустимому току в послеаварийном режиме.

$$I_{\text{ПА}} = \frac{\sqrt{11,4^2 + 19,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,059 \text{ кА.}$$

Длительно допустимый ток для провода АС-240/32 равен 605 А. Провод прошел проверку.

Рассчитаем максимальный и рабочий токи на ОРУ 110 кВ Уссурийская ТЭЦ-Отпайка 110 кВ:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{91,6^2 + 17,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,245 \text{ кА},$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,245 = 0,257 \text{ кА}.$$

С учетом экономических токовых интервалов провод выбран верно.

Проверим по длительно допустимому.

$$I_{\text{ПА}} = \frac{\sqrt{91,6^2 + 17,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,490 \text{ кА}$$

Так же провод на этом участке прошел проверку в послеаварийном режиме.

Произведем выбор автотрансформатора связи.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (14)$$

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

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

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

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Так как в рассматриваемой сети установка КУ с целью компенсации реактивной мощности не предполагается то $Q_{\text{нестк}}=Q_{\text{ср}}$.

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{(80,1/1,1)^2 + (34,2/1,1)^2}}{2 \cdot 0,7} = 56,5 \text{ МВА.}$$

Примем к установке два автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110.

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

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{(n_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{трасч}}}$$

(15)

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{(80,1/1,1)^2 + (34,2/1,1)^2}}{63} = 1,256.$$

Трансформатор прошел проверку в послеаварийном режиме.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

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

5.1 Определение капитальных вложений в сеть

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

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}} \quad (16)$$

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

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

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

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot l \cdot k_{\text{инф}} \cdot k_3 \quad (17)$$

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

$k_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляции.

k_3 – повышающий зональный коэффициент.

Коэффициент инфляции относительно 2000 года составляет 4,8. Повышающий зональный коэффициент для Дальнего Востока составляет по воздушным линиям: 1,4; по подстанциям: 1,3.

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{П/С} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{пост}) k_{инф} \cdot k_3, \quad (18)$$

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

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

Величины капиталовложений представлены в таблице 10.

Вариант сети	$K_{ВЛ}$, тыс.руб	$K_{П/С}$, тыс.руб	ΣK , тыс.руб
1	2	3	4
1	113008,9	902528,64	1015537,536
2	65374,848	1441951.68	1507326.528

Таблица 10- Капитальные вложения

5.2 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 20:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}},$$

(19)

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ - 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет). Результат представлен в таблице 11.

Таблица 11- Амортизационные отчисления

Вариант сети	I_{AM} , тыс.руб
1	2
1	52660,358
2	76455.907

5.3 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.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств в надлежащем техническом состоянии.

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.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W},$$

(20)

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 1,83руб./ кВт·ч

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}},$$

(21)

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{ПС}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС;

$\alpha_{\text{ВЛ}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ.

Результаты представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Эксплуатационные издержки и издержки на потери.

Вариант сети	$I_{\Delta W}$, тыс.руб	$I_{\text{экс}}$, тыс.руб
1	2	3
1	25969,896	46087,008
2	29496,672	72653.27

5.4 Затраты

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

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \cdot K + И$$

(22)

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

K – капитальные вложения;

$И$ – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 226271,016 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 329338,502 \text{ тыс.руб.}$$

Подробный расчет представлен в приложении А.

6 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ ВВОДА ТЭЦ

Расчет нормального режима работы.

Таблица 13- Отклонение напряжения

Название	U_ном	V	dV
1	2	3	4
Прим.ГРЭС 500	500	509,9	1,98
Прим.ГРЭС 220 (НПС-36)	220	227,72	3,51
Чугуевка 2 500	500	513,47	2,69
Чугуевка 2 220	220	225,76	2,62
Лозовая 500	500	511,89	2,38
Лозовая 220	220	223,54	1,61
Козьмино 220	220	220,23	0,1
Широкая 220	220	217,43	-1,17
Перевал	220	219,83	-0,08
Береговая2 220	220	221,62	0,73
К 220 (Горелое и т.д.)	220	221,37	0,62
Партизан.ГРЭС 220	220	223,34	1,52
Артем.ТЭЦ 220	220	228,2	3,73
Артем.ТЭЦ 110	110	114,09	3,72
Влад.ТЭЦ2 220	220	229,8	4,45
Влад.ТЭЦ2 110	110	116,37	5,79
Зелен.угол 220	220	229,54	4,33
Волна 220	220	221,43	0,65
Арсеньев2 220	220	222,29	1,04
Дальневосточная 500	500	517,95	3,59
Дальневосточ. 220(НПС40 41)	220	225,77	2,62
Дальневосточная СК	10,5	10	-4,76
Владивосток 500	500	515,84	3,17

1	2	3	4
Владивосток 220	220	226,69	3,04
Аэропорт 220	220	227,49	3,4
НПС38	220	225,31	2,41
Лесозаводск(Ружино)	220	223,5	1,59
Губерово/Т	220	226,16	2,8
Иман 220	220	224,95	2,25
Кировка	220	220,61	0,28
Свиягино/Т	220	218,98	-0,47
Спасск 220(Новая)	220	218,24	-0,8
Спасс 110(АСБ СпасскТ)	110	108,12	-1,71
Отпайк Уссур.ТЭЦ 220(Уссур.2-Владивосток)	220	223,95	1,8
Уссурийск2 220	220	222,78	1,26
Уссурийск2 110	110	113,72	3,38
Междуречье	110	114,12	3,74
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ)	110	114,4	4
Уссурийск1	110	113,06	2,78
Отпайка(Кожзав.)	110	114,46	4,06
Уссур.ТЭЦ 110	110	115	4,55
Тереховка	110	111,7	1,55
Раздольное(1,2 Кипарисово)	110	110,54	0,49
Западная(Шахта7)	110	111,25	1,13
Кожзавод(УссурийскТ)	110	113,25	2,95
НадеждинскаяТ	110	111,03	0,94
Дмитриевка(Черниговка)	110	108,24	-1,6
Ярославка	110	108,63	-1,25
Павловка1	110	109,51	-0,45

1	2	3	4
Павловка2(ЖБИ130 Михайловка)	110	110,35	0,32
Полевая	110	111,22	1,11
Промышленная2с	110	112,4	2,18
Отпайка (Гранит2с Новоник. Пром.1с)	110	113,14	2,86
Студгородок	110	112,82	2,56
3 (Гранит 1с)	110	112,69	2,45

Таблица 14-Токовая загрузка ЛЭП

Название	I_нач	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
Прим.ГРЭС 500 - Чугуевка 2 500	478	2040	23,5
Чугуевка 2 500 - Лозовая 500	275	2040	13,5
Лозовая 220 - Козьмино 220	329	710	46,7
Козьмино 220 - Широкая 220	332	710	47,1
Широкая 220 - Перевал	99	710	14
Перевал - Береговая2 220	86	710	12,2
Чугуевка 2 220 - К 220 (Горелое и т.д.)	70	710	12,3
Чугуевка 2 220 - Партизан.ГРЭС 220	105	710	14,8
Береговая2 220 - Артем.ТЭЦ 220	212	710	29,8
Артем.ТЭЦ 220 - Влад.ТЭЦ2 220	161	710	22,6
Влад.ТЭЦ2 220 - Зелен.угол 220	162	680	23,9
Зелен.угол 220 - Волна 220	232	680	36,4
Чугуевка 2 220 - Арсеньев2 220	218	605	36,3
Прим.ГРЭС 500 - Дальневосточная 500	527	2070	25,5

1	2	3	4
Дальневосточная 500 - Владивосток 500	221	2040	11,3
Владивосток 500 - Лозовая 500	75	2040	7,8
Владивосток 220 - Волна 220	329	710	46,8
Владивосток 220 - Зелен.угол 220	254	860	29,6
Владивосток 220 - Аэропорт 220	230	860	26,8
Аэропорт 220 - Артем.ТЭЦ 220	224	860	26
Прим.ГРЭС 220 (НПС-36) - НПС38	221	710	31,2
НПС38 - Лесозаводск(Ружино)	202	710	28,4
Прим.ГРЭС 220 (НПС-36) - Губерово/Т	258	710	36,3
Прим.ГРЭС 220 (НПС-36) - Иман 220	291	710	41
Губерово/Т - Иман 220	230	710	32,4
Иман 220 - Лесозаводск(Ружино)	200	710	28,1
Иман 220 - Лесозаводск(Ружино)	199	710	28
Лесозаводск(Ружино) - Кировка	329	605	54,4
Свиягино/Т - Спасск 220(Новая)	250	710	35,2
Кировка - Свиягино/Т	292	710	41,2
Дальневосточ. 220(НПС40 41) - Уссурийск2 220	160	710	23
Дальневосточ. 220(НПС40 41) - Уссурийск2 220	224	710	31,9
Уссурийск2 110 - Междуречье	97	610	15,8
Междуречье - УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ)	137	610	22,5
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ) - Уссурийск1	478	605	79
Уссурийск1 - Артем.ТЭЦ 110	39	422	9,2
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ) - Уссур.ТЭЦ 110	329	610	54
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ) - Уссур.ТЭЦ 110	329	610	54
Уссурийск1 - Тереховка	118	390	30,4

1	2	3	4
Тереховка - Раздольное(1,2 Кипарисово)	112	390	28,8
Раздольное(1,2 Кипарисово) - Западная(Шахта7)	32	390	8,2
Западная(Шахта7) - Артем.ТЭЦ 110	268	422	63,5
Кожзавод(УссурийскТ) - НадеждинскаяТ	117	330	35,6
НадеждинскаяТ - Западная(Шахта7)	71	450	15,9
Спасс 110(АСБ СпасскТ) - Дмитриевка	70	390	18
Спасс 110(АСБ СпасскТ) - Дмитриевка	70	390	18
Дмитриевка(Черниговка) - Ярославка	58	390	15
Дмитриевка(Черниговка) - Ярославка	58	390	15
Ярославка - Павловка1	70	330	21,2
Павловка1 - Уссурийск2 110	141	330	42,8
Ярославка - Павловка2	97	510	19,1
Павловка2(ЖБИ130 Михайловка) - Уссурийск2 110	181	605	29,9
Уссурийск2 110 - Полевая	106	330	32,7
Полевая - Промышленная2с	54	390	13,8
3 (Гранит 1с) - Студгородок	131	390	33,5
Промышленная2с - 3 (Гранит 1с)	61	390	15,6
Студгородок - Уссурийск1	170	390	43,6
Отпайка (Гранит2с Новоник. Пром.1с) - Уссурийск2 110	134	390	34,4
Дальневосточ. 220(НПС40 41) - Арсеньев2 220	76	605	14,6
Уссурийск2 220 --Владивосток	166	710	23,4
Лесозаводск(Ружино) - К 220 (Горелое и т.д.)	165	605	27,2
Партизан.ГРЭС 220 - Лозовая 220	76	605	12,6

Спасск 220(Новая) - Дальневосточ. 220(НПС40 41)	173	710	24,3
Уссурийск2 110 - Отпайка(Кожзав.)	150	330	45,5
Отпайка(Кожзав.) - Кожзавод(УссурийскТ)	267	330	81
Уссур.ТЭЦ 110 - Отпайка(Кожзав.)	204	520	39,3
Уссур.ТЭЦ 110 - Отпайка(Кожзав.)	204	520	39,3

Таблица 15 –Потери

Потери в ЛЭП, МВт	Потери в трансформаторах, МВт	Суммарные потери, МВт
1	2	3
42,58	1,49	44,07

Состояние сети почти соответствует нормам, отклонения напряжения находятся в допустимых пределах, но имеются опасные сечения линий таких как Отпайка(Кожзав.) - Кожзавод(УссурийскТ). В этом случае, вместо линии Отпайка(Кожзав.) - Кожзавод(УссурийскТ) будет строиться двухцепная линия соединяющая ПС Кожзавод и ПС Уссурийска 2, тем самым решиться проблема разгрузки этой линии. Так же уменьшились суммарные потери в сети из-за введения новой станции, которая уменьшила перетоки мощности от соседних станций.

Расчет послеаварийного режима.

Произведем отключение одной цепи линии от ОРУ 110 кВ до Отпайки(Кожзав.)

Таблица 16- Отклонения напряжений

Название	U_ном	V	dV
1	2	3	4
Прим.ГРЭС 500	500	509,9	1,98
Прим.ГРЭС 220 (НПС-36)	220	227,72	3,51
Чугуевка 2 500	500	513,45	2,69
Чугуевка 2 220	220	225,75	2,61
Лозовая 500	500	511,87	2,37
Лозовая 220	220	223,53	1,6
Козьмино 220	220	220,22	0,1
Широкая 220	220	217,43	-1,17
Перевал	220	219,82	-0,08
Береговая2 220	220	221,62	0,73
К 220 (Горелое и т.д.)	220	221,36	0,62
Партизан.ГРЭС 220	220	223,33	1,52
Артем.ТЭЦ 220	220	228,2	3,73
Артем.ТЭЦ 110	110	114,07	3,7
Влад.ТЭЦ2 220	220	229,8	4,45
Влад.ТЭЦ2 110	110	116,37	5,79
Зелен.угол 220	220	229,53	4,33
Волна 220	220	221,42	0,64
Арсеньев2 220	220	222,27	1,03
Дальневосточная 500	500	517,9	3,58
Дальневосточ. 220(НПС40 41)	220	225,73	2,61
Дальневосточная СК	10,5	10	-4,76
Владивосток 500	500	515,8	3,16
Владивосток 220	220	226,67	3,03
Аэропорт 220	220	227,48	3,4
НПС38	220	225,31	2,41

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Лесозаводск(Ружино)	220	223,5	1,59
Губерово/Т	220	226,16	2,8
Иман 220	220	224,95	2,25
Кировка	220	220,6	0,27
Свиягино/Т	220	218,95	-0,48
Спасск 220(Новая)	220	218,2	-0,82
Спасс 110(АСБ СпасскТ)	110	108,09	-1,74
Отпайк Уссур.ТЭЦ 220(Уссур.2-Владивосток)	220	223,88	1,76
Уссурийск2 220	220	222,69	1,22
Уссурийск2 110	110	113,6	3,28
Междуречье	110	114,07	3,7
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ)	110	114,39	3,99
Уссурийск1	110	113,05	2,78
Отпайка(Кожзав.)	110	114,05	3,69
Уссур.ТЭЦ 110	110	115	4,55
Тереховка	110	111,67	1,52
Раздольное(1,2 Кипарисово)	110	110,48	0,44
Западная(Шахта7)	110	111,16	1,06
Кожзавод(УссурийскТ)	110	112,87	2,61
НадеждинскаяТ	110	110,87	0,79
Дмитриевка(Черниговка)	110	108,2	-1,64
Ярославка	110	108,55	-1,32
Павловка1	110	109,42	-0,53
Павловка2(ЖБИ130 Михайловка)	110	110,26	0,23
Полевая	110	111,16	1,06

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Промышленная2с	110	112,38	2,16
Отпайка (Гранит2с Новоник. Пром.1с)	110	113,03	2,75
Студгородок	110	112,81	2,55
3 (Гранит 1с)	110	112,68	2,44

Таблица 17- Токовая нагрузка ЛЭП.

Название	I_нач	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4
Уссурийск2 110 - Отпайка(Кожзав.)	107	330	32,4
Отпайка(Кожзав.) - Кожзавод(УссурийскТ)	259	330	78,5
Уссур.ТЭЦ 110 - Отпайка(Кожзав.) (отключена)		520	
Уссур.ТЭЦ 110 - Отпайка(Кожзав.)	357	520	68,7
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ) - Уссур.ТЭЦ 110	354	610	58
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ) - Уссур.ТЭЦ 110	354	610	58

Произведем отключение одной цепи линии от ОРУ 110 кВ до Отпайки на УКФ.

Таблица 18- Отклонения напряжений

Название	U_ном	V	dV
1	2	3	4
Прим.ГРЭС 500	500	509,9	1,98
Прим.ГРЭС 220 (НПС-36)	220	227,72	3,51
Чугуевка 2 500	500	513,37	2,67
Чугуевка 2 220	220	225,7	2,59
Лозовая 500	500	511,76	2,35
Лозовая 220	220	223,49	1,58
Козьмино 220	220	220,18	0,08
Широкая 220	220	217,4	-1,18
Перевал	220	219,8	-0,09
Береговая2 220	220	221,6	0,73
К 220 (Горелое и т.д.)	220	221,32	0,6
Партизан.ГРЭС 220	220	223,29	1,5
Артем.ТЭЦ 220	220	228,2	3,73
Артем.ТЭЦ 110	110	114,02	3,66
Влад.ТЭЦ2 220	220	229,8	4,45
Влад.ТЭЦ2 110	110	116,37	5,79
Зелен.угол 220	220	229,53	4,33
Волна 220	220	221,39	0,63
Арсеньев2 220	220	222,21	1,01
Дальневосточная 500	500	517,78	3,56
Дальневосточ. 220(НПС40 41)	220	225,66	2,57
Дальневосточная СК	10,5	10	-4,76
Владивосток 500	500	515,68	3,14
Владивосток 220	220	226,63	3,02
Аэропорт 220	220	227,46	3,39
НПС38	220	225,28	2,4

1	2	3	4
Лесозаводск(Ружино)	220	223,46	1,57
Губерово/Т	220	226,15	2,79
Иман 220	220	224,92	2,24
Кировка	220	220,52	0,24
Свиягино/Т	220	218,86	-0,52
Спасск 220(Новая)	220	218,1	-0,87
Спасс 110(АСБ СпасскТ)	110	108,01	-1,81
Отпайк Уссур.ТЭЦ 220(Уссур.2-Владивосток)	220	223,8	1,73
Уссурийск2 220	220	222,59	1,18
Уссурийск2 110	110	113,48	3,17
Междуречье	110	113,72	3,38
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ)	110	113,91	3,56
Уссурийск1	110	112,64	2,4
Отпайка(Кожзав.)	110	114,43	4,03
Уссур.ТЭЦ 110	110	115	4,55
Тереховка	110	111,38	1,25
Раздольное(1,2 Кипарисово)	110	110,3	0,27
Западная(Шахта7)	110	111,13	1,03
Кожзавод(УссурийскТ)	110	113,2	2,91
НадеждинскаяТ	110	110,93	0,85
Дмитриевка(Черниговка)	110	108,11	-1,72
Ярославка	110	108,44	-1,41
Павловка1	110	109,31	-0,63
Павловка2(ЖБИ130 Михайловка)	110	110,14	0,13
Полевая	110	110,88	0,8

Промышленная2с	110	112	1,82
Отпайка (Гранит2с Новоник. Пром.1с)	110	112,91	2,64
Студгородок	110	112,4	2,18
3 (Гранит 1с)	110	112,28	2,07

Таблица 19- Токовая нагрузка ЛЭП

Название	I_нач	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4
Уссурийск2 110 - Отпайка(Кожзав.)	193	330	58,6
Отпайка(Кожзав.) - Кожзавод(УссурийскТ)	273	330	82,9
Уссур.ТЭЦ 110 - Отпайка(Кожзав.)	229	520	44
Уссур.ТЭЦ 110 - Отпайка(Кожзав.)	229	520	44
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ) - Уссур.ТЭЦ 110 (отключена)		610	
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ) - Уссур.ТЭЦ 110	606	610	99,3

Произведем уменьшение генерируемой мощности путем отключения генератора 77,1 МВт.

Таблица 20- Отклонения напряжений

Название	U_ном	V	dV
----------	-------	---	----

1	2	3	4
Прим.ГРЭС 500	500	509,9	1,98
Прим.ГРЭС 220 (НПС-36)	220	227,72	3,51
Чугуевка 2 500	500	512,31	2,46
Чугуевка 2 220	220	225,26	2,39
Лозовая 500	500	510,62	2,12
Лозовая 220	220	223,03	1,38
Козьмино 220	220	219,75	-0,11
Широкая 220	220	217,08	-1,33
Перевал	220	219,58	-0,19
Береговая2 220	220	221,48	0,67
К 220 (Горелое и т.д.)	220	220,75	0,34
Партизан.ГРЭС 220	220	222,82	1,28
Артем.ТЭЦ 220	220	228,2	3,73
Артем.ТЭЦ 110	110	114,26	3,88
Влад.ТЭЦ2 220	220	229,8	4,45
Влад.ТЭЦ2 110	110	116,37	5,79
Зелен.угол 220	220	229,52	4,33
Волна 220	220	221,27	0,58
Арсеньев2 220	220	221,76	0,8
Дальневосточная 500	500	516,63	3,33
Дальневосточ. 220(НПС40 41)	220	225,26	2,39
Дальневосточная СК	10,5	10	-4,76
Владивосток 500	500	514,56	2,91
Владивосток 220	220	226,43	2,92
Аэропорт 220	220	227,36	3,34
НПС38	220	224,92	2,24
Лесозаводск(Ружино)	220	222,99	1,36

1	2	3	4
Губерово/Т	220	225,97	2,71
Иман 220	220	224,61	2,1
Кировка	220	219,93	-0,03
Свиягино/Т	220	218,3	-0,77
Спасск 220(Новая)	220	217,64	-1,07
Спасс 110(АСБ СпасскТ)	110	108,05	-1,77
Отпайк Уссур.ТЭЦ 220(Уссур.2-Владивосток)	220	223,43	1,56
Уссурийск2 220	220	222,16	0,98
Уссурийск2 110	110	113,73	3,39
Междуречье	110	113,84	3,49
УКФ(отпайка на Уссур.ТЭЦ)	110	113,97	3,61
Уссурийск1	110	112,69	2,44
Отпайка(Кожзав.)	110	114,38	3,98
Уссур.ТЭЦ 110	110	115	4,55
Тереховка	110	111,47	1,33
Раздольное(1,2 Кипарисово)	110	110,41	0,37
Западная(Шахта7)	110	111,28	1,16
Кожзавод(УссурийскТ)	110	113,21	2,92
НадеждинскаяТ	110	111,05	0,96
Дмитриевка(Черниговка)	110	108,18	-1,65
Ярославка	110	108,55	-1,32
Павловка1	110	109,5	-0,45
Павловка2(ЖБИ130 Михайловка)	110	110,29	0,27
Полевая	110	111,02	0,92
Промышленная2с	110	112,07	1,88

Отпайка (Гранит2с Новоник. Пром.1с)	110	113,16	2,87
Студгородок	110	112,45	2,23
3 (Гранит 1с)	110	112,33	2,12

В послеаварийных режимах все параметры находятся в допустимых пределах, но крайне нежелательно долговременное отключение цепи линии от ОРУ 110 кВ до Отпайки на УКФ. При уменьшении генерируемой мощности увеличивается переток из Хабаровского края.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание - это всякое непредусмотренное нормальными режимами работы замыкание между фазами, а также замыкание одной или нескольких фаз на землю.

Расчет токов трехфазного короткого замыкания и ударных токов необходим для выбора и проверки высоковольтного электрооборудования на термическую и динамическую стойкость, а также для выбора уставок релейной защиты.

Расчет токов однофазного короткого замыкания используется для настройки защит от замыканий на землю.

Расчет тока КЗ аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;
- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;
- определение искомого тока КЗ.

Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

Расчеты токов КЗ проведем в относительных единицах приближенным методом.

Составим схему замещения для расчета токов короткого замыкания.

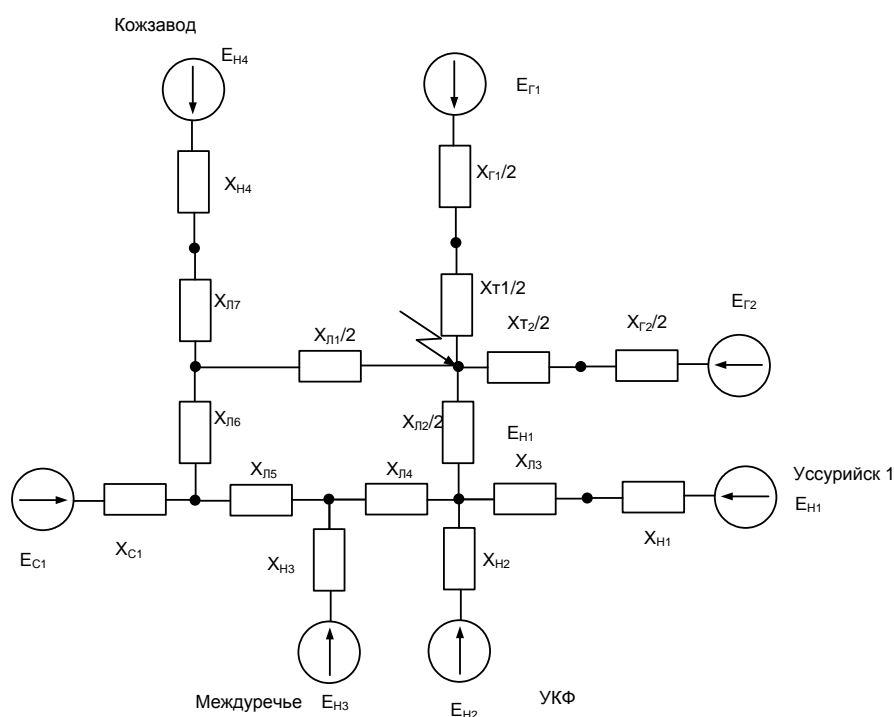


Рисунок 5- Схема замещения

7.1 Определение параметров элементов схем замещения

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

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был

удобен, принимаем $S_б = 100 \text{ МВ}\cdot\text{А}$. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_б = U_{ср}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

$$S_{баз} = 100 \text{ МВА}, U_{баз} = 115 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

$$I_{баз} = \frac{S_{баз}}{U_{баз} \cdot \sqrt{3}},$$

(23)

$$I_{баз} = \frac{100}{115 \cdot \sqrt{3}} \text{ кА}.$$

Определим сопротивления элементов.

Сопротивление системы определится по следующей формуле:

$$X_c = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}}$$

(24)

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 20,3 \cdot 115} = 0,026 \text{ о.е.}$$

Сопротивления остальных элементов сведем в таблицу 21.

Таблица 21- Сопротивления элементов

Элемент	Сопротивление, о.е
1	2
Система	0,026
Нагрузка 1	049
Нагрузка 2	0,7
Нагрузка 3	2,147
Нагрузка 4	0,49
Генератор 1	0,071
Генератор 2	0,2
Линия 1	0,011
Линия 2	0,007

Линия 3	0,023
Линия 4	0,017
Линия 5	0,033

1	2
Линия 6	0,033
Линия 7	0,02
Трансформатор 1	0,066
Трансформатор 2	0,131

Определим ЭДС генераторов по формуле 34:

$$E_* = \sqrt{(X_{Г*} \cdot \cos\varphi_n)^2 + (X_{Г*} \cdot \sin\varphi_n + 1)^2},$$

(25)

где $X_{Г*} = X_d''$ - при определении E_G'' , $X_{Г*} = X_d$ - при определении E_G .

$$E_{Г1} = \sqrt{(0,071 \cdot 0,8)^2 + (0,071 \cdot 0,6_n + 1)^2} = 1,044 \text{ о.е.},$$

$$E_{Г1} = \sqrt{(0,2 \cdot 0,8)^2 + (0,2 \cdot 0,6_n + 1)^2} = 1,131 \text{ о.е.},$$

ЭДС системы примем равной 1, а нагрузки 0,85.

7.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности

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

После ряда преобразований получаем простую схему для расчета токов короткого замыкания.

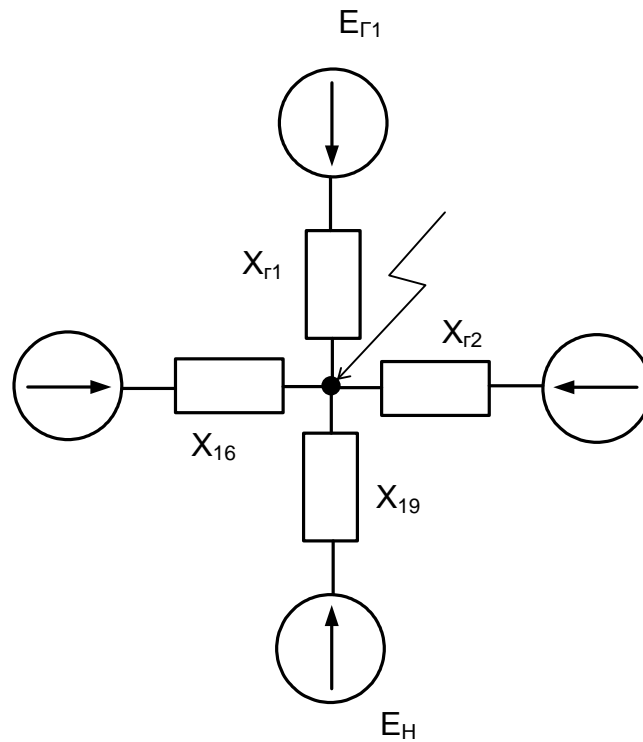


Рисунок 6- Преобразованная схема

$$X_{Г1} = X_{Г1} + X_{Т1} = 0,136 \text{ о.е.},$$

$$X_{Г2} = X_{Г2} + X_{Т2} = 0,331 \text{ о.е.},$$

$$X_{16} = 0,052 \text{ о.е.},$$

$$X_{18} = 0,197 \text{ о.е.}$$

7.4 Расчет токов КЗ

$$I_{П0}^{(3)} = \frac{E_i''}{X_i} \cdot I_{\sigma}, \quad \text{кА} \quad (26)$$

где I_{σ} – базовый ток;

X_i – результирующее сопротивление до точки КЗ.

$$I_{П0C}^{(3)} = \frac{E_C \cdot I_{\sigma}}{X_{16}} = \frac{1 \cdot 0,502}{0,052} = 9,606 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0H}^{(3)} = \frac{E_H \cdot I_{\bar{\sigma}}}{X_{18}} = \frac{0,85 \cdot 0,502}{0,197} = 2,163 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0Г1}^{(3)} = \frac{E_{Г1} \cdot I_{\bar{\sigma}}}{X_{Г1}} = \frac{1,044 \cdot 0,502}{0,136} = 3,848 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0Г2}^{(3)} = \frac{E_{Г2} \cdot I_{\bar{\sigma}}}{X_{Г2}} = \frac{1,131 \cdot 0,502}{0,331} = 1,715 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0\Sigma}^{(3)} = I_{\Pi 0C}^{(3)} + I_{\Pi 0H}^{(3)} + I_{\Pi 0Г1}^{(3)} + I_{\Pi 0Г2}^{(3)} = 17,333 \text{ кА}.$$

Рассчитаем апериодические составляющие тока КЗ в начальный момент времени по формуле 36.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \quad \text{кА.} \quad (27)$$

$$i_{aC} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0C}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 9,606 = 13,585 \text{ кА},$$

$$i_{aH} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0H}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 2,163 = 3,059 \text{ кА},$$

$$i_{aГ1} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0Г1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 3,848 = 5,442 \text{ кА},$$

$$i_{aГ2} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0Г2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,715 = 2,425 \text{ кА},$$

$$i_{a\Sigma} = 24,512 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ударные токи по формуле 37.

$$i_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\bar{\sigma}} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \quad \text{кА.} \quad (28)$$

где $k_{y\bar{\sigma}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется

в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ.

$$i_{y\partial C} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{ПOC}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 9,606 = 21,845 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial H} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{ПОН}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 2,163 = 5,568 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial \Gamma_1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{ПОР}_1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 3,848 = 10,531 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial \Gamma_2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{ПОР}_2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 1,715 = 4,692 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial \Sigma} = 42,636 \text{ кА}.$$

Подробный расчет приведен в приложении Б.

8 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

8.1 Выбор выключателей

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

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

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

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

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{а}}, \quad (29)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{\text{ат}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

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

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (30)$$

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

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}},$$

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

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

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

$I_{\text{н0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{н0}},$$

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

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

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}},$$

(31)

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

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

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

(32)

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ.

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 17,33^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 57,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-110-40/3150ХЛ1 с пружинным приводом типа ППрК.

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_k \cdot I_{откл,ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57,06 \cdot 40}{100} = 32,27 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

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

Результаты выбора выключателя сведены в следующей таблице:

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{ном} \geq U_p$	$U_{ном} = 126 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max p}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{max p} = 1123 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{y0}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{y0} = 42,636 \text{ кА}$
$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 57,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{вкл} \geq I_{п0}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 17,333 \text{ кА}$
$I_{откл} \geq I_{п0}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 17,333 \text{ кА}$
$i_{аном} \geq i_a$	$i_{аном} = 32,27 \text{ кА}$	$i_a = 24,512 \text{ кА}$

8.2 Выбор разъединителей

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

разъединителями из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять как главными, так и заземляющими ножами.

На ОРУ 110 кВ выбираем разъединителя марки РНДЗ-110/2000 ХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 31.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителя линии 110 кВ .

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{ном} \geq U_p$	$U_{ном} = 126 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max p}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{max p} = 1123 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{yд}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{yд} = 42,636 \text{ кА}$
Главные ножи		
$I^2_m \cdot t_m \geq B_k$	$I^2_m \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 57,06 \text{ кА}^2\text{с}$
Заземляющие ножи		
$I^2_m \cdot t_m \geq B_k$	$I^2_m \cdot t_m = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 57,06 \text{ кА}^2\text{с}$

8.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному первичному току и проверяются по электродинамической и термической стойкости к токам короткого замыкания. Особенностью выбора трансформаторов тока является выбор по классу точностью и проверка на допустимую нагрузку вторичной цепи.

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

На вводах примем к установке трансформатор тока типа ТРГ-110-II-0,5/300 УХЛ1. Расчётные и каталожные данные сведём в таблицу 41

Таблица 24 – Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
----------------	-------------------	------------------

1	2	3
$U_{ном\ m} \geq U_{ном}$	$U_{ном\ m} = 110\ \text{кВ}$	$U_{ном} = 110\ \text{кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max\ p}$	$I_{ном} = 1500\ \text{А}$	$I_{max\ p} = 1123\ \text{А}$

1	2	3
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 42,636 \text{ кА}$
$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k$	$I_m^2 \cdot t_m = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 57,06 \text{ кА}^2\text{с}$

Выбираем тип приборов и распределение нагрузки по фазам. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 42.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Определим сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2},$$

$$r_{приб} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом},$$

(33)

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k,$$

(34)

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

$$z_{2ном} = \frac{S_{ном}}{I_{ном}^2} = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ Ом};$$

r_k – сопротивление контактов;

$r_k = 0,1$ Ом если приборов 4 и больше;

$$r_{np} = 1,2 - 0,148 - 0,1 = 0,952 \text{ Ом}.$$

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{np}},$$

(35)

где ρ – удельное сопротивление материала провода, для алюминиевых жил $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м;

$l_{расч}$ – расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, $l_{расч} = 80$ м;

$$q = \frac{0,0283 \cdot 80}{0,952} = 2,38 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм² по условию прочности.

8.4 Выбор трансформаторов напряжения.

На напряжение 110 НАМИ-110 УХЛ1. Трёхфазные антирезонансные масляные трансформаторы напряжения серии НАМИ предназначены для установки в электрических сетях трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты устройств автоматики,

сигнализации и управления. Технические характеристики и результаты расчетов приведены в таблице 19.

Таблица 26 – Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 / \sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{\Sigma приоб} = 8 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2ном} > S_{\Sigma приоб}$

8.5 Выбор гибкой ошиновки на станции

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

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$(36) \quad I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по формуле:

$$(37) \quad q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q,$$

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

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

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

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

Выберем провод АС-300/66.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (38)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_0 \cdot \log \left(\frac{D_{cp}}{r_0} \right)}, \quad (39)$$

где $U_{ВН}$ – линейное напряжение, кВ;

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

Расчетные токи продолжительного режима равны:

$$I_{норм} = 561,5 \text{ А}$$

$$I_{max} = 561,5 \text{ А.}$$

Принимаем провод для гибких шин по допустимому току АС-240/32.

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{8,55}} \right) = 27,38 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность вокруг провода:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{ВН}}{n \cdot r_0 \cdot \log \left(\frac{D_{cp}}{r_0} \right)} = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 1,08 \cdot \log \left(\frac{3500}{8,55} \right)} = 4,66 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$4,99 < 24,648$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

8.6 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях - малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Варисторы изготавливаются из керамических резисторов (с крутой нелинейной характеристикой), содержащих окись цинка и другие окислы металлов и спеченные вместе [7].

Основная классификация ОПН производится по номинальному разрядному току и по группе разрядного тока, характеризующей энергопоглощающую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

Находим расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$. Максимально допустимое напряжение на ОПН принимается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного напряжения согласно ГОСТ 1516.3-96.

$$U_{н.р.35} = 15 \text{ кВ} ,$$

$$U_{н.р.110} = 126 \text{ кВ} ,$$

Далее по графику находим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса. При $\tau = 0,5 \text{ с}$, он имеет значение, равное 1,48 [7].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} , \quad (40)$$

$$U_{р.н.р.35} = \frac{15}{1,48} = 10,13 \text{ кВ}.$$

$$U_{р.н.р.110} = \frac{126}{1,48} = 85,13 \text{ кВ}.$$

По длительному допустимому напряжению выбираем, ОПН-110/88/10/850 (II)-УХЛ1, ОПН-15/12/10/400 (II)-УХЛ1 фирмы «Феникс 88». В

комплект поставки входят: ограничитель перенапряжений, руководство по эксплуатации, паспорт. Гарантийный срок эксплуатации - 5 лет со дня ввода ограничителя в эксплуатацию, но не более 7 лет со дня отгрузки потребителю. Общий срок службы ограничителя с вероятностью 0,98 - не менее 30 лет. Основные характеристики ОПН приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор ОПН

Тип ОПН	$U_{нр}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$U_{ост к}$, при коммут.имп.то ка 500(1000) А, кВ	$U_{ост г}$, при.имп.тока 5(10) кА, кВ	$I_{вб}$, кА	Э, кДж Полная энергоёмкость
1	2	3	4	5	6	7
ОПН- 110/88/10/ 850 (IV)	88	10	223 (232)	262 (282)	40	275
ОПН- 10/12/10/ 400 (II)	10	10	29,8 (30,8)	34,7 (30)	40	102

9 ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЯХ

9.1 Грозоупорность воздушных линий 110 кВ.

Показателем грозоупорности ВЛ является число ее грозовых отключений. В проектной и эксплуатационной практике, в зависимости от рассматриваемой задачи, могут использоваться:

- удельное число грозовых отключений n_G , рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов в год. Этот показатель обычно используется для сравнения расчетных или эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ, различающихся по конструктивному выполнению и классу номинального напряжения;

- удельное число грозовых отключений на 100 км и один год эксплуатации n'_G . Этот показатель удобен, например, для сопоставления грозоупорности ВЛ в одной энергосистеме;

- абсолютное число грозовых отключений N_G , рассчитанное на фактическую длину ВЛ и фактическую интенсивность грозовой деятельности, т.е. число грозовых отключений за анализируемый период, отнесенное к продолжительности этого периода в годах. Этот показатель необходим, например, при выборе средств грозозащиты или при сопоставлении расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности.

Взаимосвязь показателей грозоупорности и конструкции ВЛ наиболее ярко проявляется для ВЛ напряжением 110 кВ и выше, выполненных на металлических и железобетонных опорах и защищенных тросом. На ВЛ, защищенной тросом, возможны грозовые отключения от ударов в опору (n_{on}), трос ($n_{тр}$) и прорыва молнии на провода ($n_{пр}$).

При ударе в опору возникают обратные перекрытия линейной изоляции из-за перенапряжений, возникающих при протекании тока молнии по опоре. По последствиям для изоляции к этой категории относятся и удары в прилегающие к опоре участки троса.

В качестве опор выберем стальные опоры 110 кВ с двухцепной подвеской проводов и с одним грозотросом.

Удар молнии в опору.

Примем к установке изоляторы на 110кВ ЛК-70/110-III УХЛ1

Длина разрядного пути по гирлянде изолятора, м:

$$l_{разр} = 1,287$$

Наибольшее длительно допустимое напряжение (табл.П.13.1, стр. 173)

$$U_{дл.дон} = 126 \text{ кВ}$$

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U_{дл.дон}}{l_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}$$

(41)

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{126}{1,287} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,841$$

Коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины изолятора (РД, табл. П.14.1, стр.176) $K_e = 1$

Коэффициент, учитывающий различия в конструкции изоляторов (РД, табл. П.14.1, стр.176) $K_{кон} = 1$

Время перекрытия изоляции: $t = 10 \text{ мкс}$

Пятидесятипроцентное разрядное напряжение линейной изоляции:

$$U_{50\%} = 340 \cdot K_{кон} \cdot K_e \cdot l_{разр} \cdot \left(1 + \frac{15}{t+9,5} \right)$$

$$U_{50\%} = 340 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,287 \cdot \left(1 + \frac{15}{10+9,5} \right) = 774,18 \text{ кВ}$$

Поправочный коэффициент, учитывающий связь тока молнии протекающего по опоре с током в канале молнии, удельной индуктивности

опоры, петли «трос-земля», взаимной индуктивности «опора-канал молнии», «опора-трос».

Т.к. трос один, то

$$\delta = 0,3 \frac{\text{мкГн}}{\text{м}}$$

Импульсное сопротивление изоляции:

$$R_{из} = 0,15 \text{ Ом} \quad h_{он} = 27,1 \text{ м}$$

Минимальное критическое значение тока молнии, при котором может произойти перекрытие изоляции:

$$I_{кр.он} = \frac{U_{50\%}}{R_{из} + \delta \cdot h_{он}}$$

(42)

$$I_{кр.он} = \frac{774,18}{0,15 + 0,3 \cdot 27,1} = 33,471 \text{ кА}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{кр.он}}$$

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot 33,471} = 0,262$$

Вероятность успешной работы АПВ, принимается в зависимости от напряжения установки. Для 110кВ принимается равным: $P_{АПВ} = 0,75$.

Наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролёта, м (РД, табл. П13.1): $h_z = 6 \text{ м}$.

Длина габаритного пролёта (ЭТС т.3, стр. 793, табл. 50.9): $l_{прол} = 300 \text{ м}$.

Расстояние между тросом и проводом в середине пролёта, м (РД, рис. П13.2): $h_{тр.пр} = 4,1 \text{ м}$.

Высота подвеса троса $h_{тр} = 27,1 \text{ м}$.

Высота подвеса верхнего провода: $h_{пр.в} = 23 \text{ м}$.

Высота подвеса нижнего провода: $h_{пр.н} = 19 \text{ м}$

$$f_{mp} = h_{mp} - h_z - (h_{np.g} - h_{np.n}) - h_{mp.mp}$$

(43)

$$f_{mp} = 27,1 - 6 - (23 - 19) - 4,1 = 13 \text{ м}$$

Средняя высота подвеса троса, м

$$h_{cp.mp} = h_{mp} - \frac{2}{3} f_{mp}$$

(44)

$$h_{cp.mp} = 27,1 - \frac{2}{3} \cdot 13 = 18,433 \text{ м}$$

Для Приморского края определяем $N_{ч.г}$ по карте годовой продолжительности гроз в часах (РД, рис 6.8) $N_{ч.г} = 40 \text{ ч}$.

Расстояние между тросами. $d_{mp-mp} = 0$, т.к. используется 1 трос.

Плотность разрядов молнии на землю, т.е. среднее число ударов молнии в 1 км^2 .

$$p_0 = 0,036 \cdot N_{ч.г}^{1,3}$$

(45)

$$p_0 = 0,036 \cdot 40^{1,3} = 4,355$$

Общее число ударов молнии на 100 км ВЛ при $h_{cp.mp} < 30 \text{ м}$

$$N = 0,2 \cdot p_0 \cdot \left[\frac{d_{mp-mp}}{2} + 5 \cdot h_{cp.mp} - \frac{2 \cdot (h_{cp.mp})^2}{30} \right]$$

(46)

$$N = 0,2 \cdot 4,355 \cdot \left[\frac{0}{2} + 5 \cdot 18,433 - \frac{2 \cdot 18,433^2}{30} \right] = 60,546$$

Определяем число ударов молнии в опору

$$N_{оп} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{мп}}{l_{прол}}$$

(47)

$$N_{оп} = 4 \cdot 60,546 \cdot \frac{27,1}{300} = 21,877$$

Округляем к ближайшему большему числу $N_{оп} = 22$

Определяется удельное число отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударе молнии в опору:

$$n_{он} = N_{он} \cdot P_{он} \cdot \eta$$

(48)

$$n_{он} = 22 \cdot 0,262 \cdot 0,9 = 0,807$$

Удар молнии в трос в середине пролета

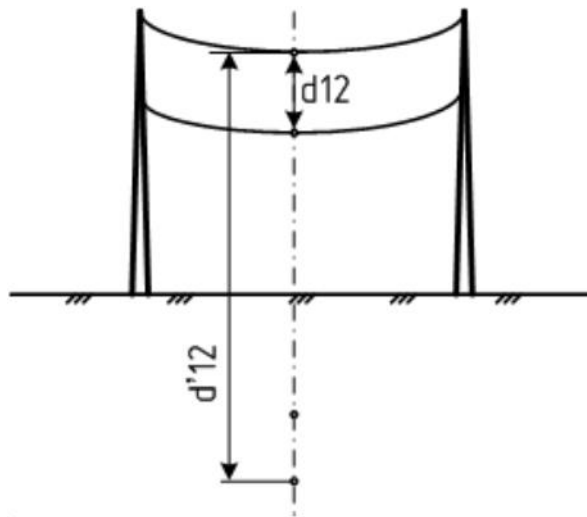


Рисунок 7 – Расстояние между проводами

Рассчитываем волновое сопротивление коронируемой ВЛ с учетом затухания и деформации ЭМВ

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{сп.мп} \cdot E_{сп}}{U_{дл.дон}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{сп.мп}}{r_{мп}}}}$$

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 18,433 \cdot 21}{126}}{\ln \frac{2 \cdot 18,433}{0,0069}}} = 0,489$$

где $E_{cp} = 21 \frac{\kappa B}{M}$ - средняя напряжённость поля на границе коронного чехла (при отрицательной полярности волны).

Расчет взаимных волновых сопротивлений:

$$d'_{12} = 50,157 \text{ м}$$

$$d_{12} = 4,751 \text{ м}$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp.mp}}{r_{mp}}$$

(49)

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 18,433}{0,0069} = 515,013 \text{ Ом}$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{d'_{12}}{d_{12}}$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{50,157}{4,751} = 141,409 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление троса, рассчитанное по геометрическим параметрам линии [10]:

$$Z_{mp.z} = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2},$$

(50)

$$Z_{mp.z} = \frac{515,013 + 141,409}{2} = 328,211 \text{ Ом}$$

$$Z_{mp.K} = Z_{mp.z} \cdot \beta$$

(51)

$$Z_{mp.K} = 328,211 \cdot 0,489 = 160,627$$

Расстояние между тросом и верхним проводом:

$$\Delta h = 4,1 \text{ м}$$

Скорость распространения волны:

$$v = 3 \cdot 10^8 \text{ м/с}$$

Средняя напряженность поля:

$$E_{расч.ср} = 750 \text{ кВ/м}$$

$$k_2 = \frac{Z_{12}}{Z_{11}}$$

$$k_2 = \frac{141,409}{515,013} = 0,275$$

$$K_k = k_2 \cdot \frac{1}{\beta}$$

(52)

$$K_k = 0,275 \cdot \frac{1}{0,489} = 0,561$$

Определяем критическую крутизну фронта тока молнии, при которой происходит импульсное перекрытие изоляции:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot v \cdot E_{расч} \cdot \Delta h}{(1 - K_k) \cdot l_{прол} \cdot Z_{тр.к}}$$

(53)

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot 3 \cdot 10^8 \cdot 750 \cdot 4,1}{(1 - 0,561) \cdot 300 \cdot 160,627} = 87,223$$

Вероятность импульсного перекрытия линейной изоляции:

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot a_{кр}}$$

$$P_{mp} = e^{-0,08 \cdot 87,223} = 9,323 \cdot 10^{-4}$$

Число ударов молнии в трос:

$$N_{mp} = N \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot h_{mp}}{L_{прол}} \right)$$

(54)

$$N_{mp} = 60,546 \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot 27,1}{300} \right) = 38,669$$

Ожидаемое удельное число грозových отключений ВЛ из – за ударов молнии в трос:

$$n_{mp} = N_{mp} \cdot P_{mp} \cdot \eta = 38,669 \cdot 9,323 \cdot 10^{-4} \cdot 0,841 = 0,03$$

Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

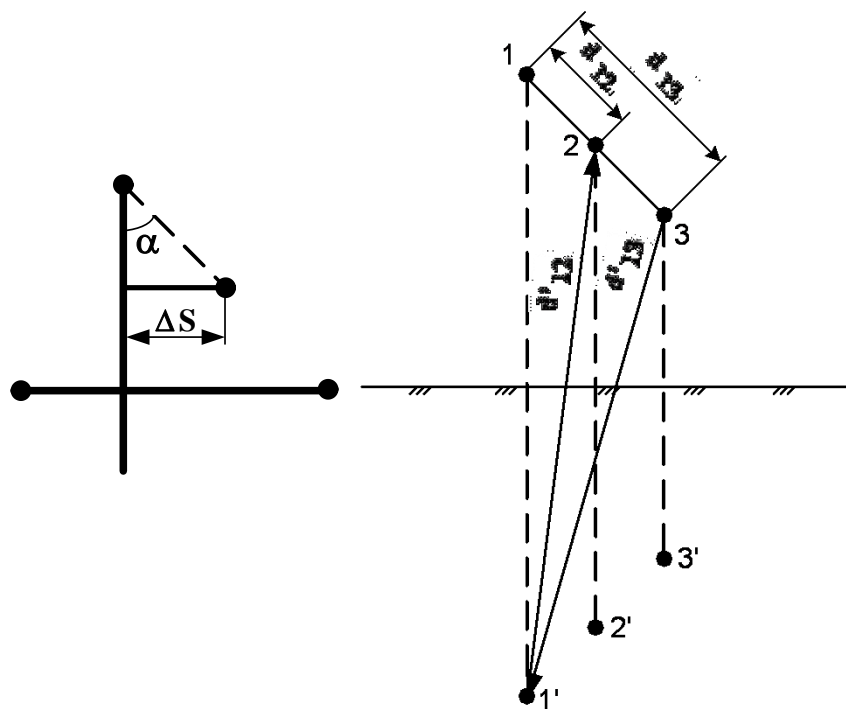


Рисунок 8 - Расстояние между проводами

Расчет взаимных волновых сопротивлений:

$$d_{12} = \sqrt{4,1^2 + 2,4^2} = 4,751 \text{ м}$$

$$d_{13} = \sqrt{8,1^2 + 4,7^2} = 9,365 \text{ м}$$

$$d'_{12} = \sqrt{50,1^2 + 2,4^2} = 50,157 \text{ м}$$

$$d'_{13} = \sqrt{46,1^2 + 4,7^2} = 46,339 \text{ м}$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{cp,np}}{r} \right)$$

(55)

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 9,91}{0,0069} \right) = 477,776 \text{ Ом}$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left(\frac{d'_{12}}{d_{12}} \right)$$

(56)

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left(\frac{50,157}{4,751} \right) = 141,409 \text{ Ом}$$

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \left(\frac{d'_{13}}{d_{13}} \right)$$

(57)

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \left(\frac{46,339}{9,365} \right) = 95,941 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление провода, рассчитанное по геометрическим параметрам линии:

$$Z_{np.z} = \frac{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}}{3}$$

(58)

$$Z_{np.z} = \frac{477,776 + 141,409 + 95,941}{3} = 238,375 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление коронируемой линии:

$$Z_{np.k} = Z_{np.z} \cdot \beta$$

$$Z_{np.k} = 238,375 \cdot 0,489 = 116,661 \text{ Ом}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности

$$U'_{50\%} = 625 \text{ кВ}$$

$$U_{50\%} = U'_{50\%} \cdot \left[0,92 - 0,012 \cdot L_{разр}^{[(0,74 - 0,06 \cdot L_{разр}) \cdot (L_{разр} - 3)]} \right]$$

(59)

$$U_{50\%} = 625 \cdot \left[0,92 - 0,012 \cdot 1,287^{[(0,74 - 0,06 \cdot 1,287) \cdot (1,287 - 3)]} \right] = 569,368 \text{ кВ}$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{np.k}}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 569,368}{116,661} = 33,471 \text{ кА}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}$$

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot 33,471} = 0,588$$

Угол тросовой защиты:

$$\alpha = 30 \text{ град}$$

Горизонтальное смещение провода относительно троса:

$$\Delta S = 2,4 \text{ м}$$

$$D = 1 + U_{дл.дон} \cdot \frac{h_{мп}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{дл.дон}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{np.e}}{r} \right)} \right)$$

(60)

Вероятность прорыва молнии на провод при положительных углах (а) защиты троса:

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{L} \left(\frac{0.55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{mp} \cdot \Delta S} - \frac{9}{L} \right)}$$

(61)

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{1,018} \left(\frac{0.55}{4,1} \cdot \sqrt{30 \cdot 27,1 \cdot 2,4} - \frac{9}{1,018} \right)} = 0,057$$

Число ударов молнии в провод:

$$N_{np} = N \cdot P_{\alpha}$$

$$N_{np} = 60,546 \cdot 0,057 = 2,422$$

Удельное число грозовых отключений ВЛ из – за ударов молнии в провод:

$$n_{np} = N_{np} \cdot P_{np} \cdot \eta$$

(62)

$$n_{np} = 2,422 \cdot 0,588 \cdot 0,841 = 1,197$$

Суммарное удельное число грозовых отключений ВЛ из – за ударов молнии:

$$n_{\Sigma} = n_{np} + n_{on} + n_{mp}$$

$$n_{\Sigma} = 1,197 + 0,807 + 0,03 = 2,035$$

Данное значение не выходит за пределы допустимых грозовых отключений на 100 км линии [11].

9.2 Молниезащита ОРУ 110 кВ.

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения. Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные

перенапряжения). Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются несколькими стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

Расчет заземлителя ОРУ 110 кВ

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений:

- рабочее
- защитное (для обеспечения безопасности людей)
- заземление молниезащиты

Рабочее заземление – это соединение с землей некоторых точек сети (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов), со следующей целью:

- снижения уровня изоляции элементов электроустановки;
- эффективная защита сети ОПН от атмосферных перенапряжений;
- снижения коммутационных перенапряжений

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей и животных электрическим током.

Требования предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки - заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Определение параметров контура заземления

Расчет заземления ОРУ в виде сетки. Определение стационарного и импульсного сопротивления.

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с наличием потенциала электрического поля.

Защита от прямых ударов молнии

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

Принимаем высоту молниеотвода равной 25м.

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

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м};$$

(63)

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 18 = 26,25 \text{ м}$$

(64)

Устанавливаем шесть молниеотводов на линейных порталах.

Расстояния между молниеотводами:

$$L_{M12} = 27,5 \text{ м.};$$

$$L_{M13} = 36 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L_m < 2 \cdot h : 13$,

$$r_{C0} = r_0 = 26,25 \text{ м.};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{C.G} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_m - h)$$

(65)

$$h_{C.G.12} = 21,25 - (0,17 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (27,5 - 25) = 20,8 \text{ м};$$

$$h_{C.G.13} = 21,25 - (0,17 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (36 - 25) = 19,3 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_m}{h_{эф}} \right),$$

(66)

$$r_x = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{11}{21,25} \right) = 12,7 \text{ м}$$

где h_m – высота линейного портала

$$h_m = 11 \text{ м} - \text{для } 110 \text{ кВ.}$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{7,5}{21,25}\right) = 17 \text{ м}$$

где 7,5 – высота шинного портала

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cz} - h_{лн}}{h_{cz}}\right)$$

(67)

$$r_{cx12} = 21,25 \cdot \left(\frac{20,8 - 11}{20,8}\right) = 10,01 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = 21,25 \cdot \left(\frac{19,3 - 11}{19,3}\right) = 9,14 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне шинного портала:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cz} - h_{ун}}{h_{cz}}\right) \tag{68}$$

$$r_{cx12} = 21,25 \cdot \left(\frac{20,8 - 7,5}{20,8}\right) = 13,58 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = 21,25 \cdot \left(\frac{19,3 - 7,5}{19,3}\right) = 13 \text{ м}$$

9.3 Определение параметров контура заземления

1) По заданному составу грунта используя (РД таблица П 15.1)

определим удельное сопротивление каждого слоя.

- для первого слоя грунта:

$$\rho_1 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

- для второго слоя грунта:

$$\rho_2 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2) Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).

Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из публичной кадастровой карты.

$$A = 90 \text{ м}; B = 40 \text{ м}.$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = (90 + 3) \cdot (40 + 3) = 3999 \text{ м}^2; \quad (69)$$

3) Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, равным $d = 20 \text{ мм}$;

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2; \quad (70)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot t_{откл}}{400 \cdot \beta}}; \quad (81)$$

где $t_{откл} = 0,15 \text{ с}$ – время срабатывания РЗ;

$\beta = 21$ - коэффициент термической стойкости (для стали).

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60000^2 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 314,159 \text{ мм}^2;$$

4) Проверяем сечения прутка по коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (82)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k; \quad (83)$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 - 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,668$$

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя – 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта соответственно равны 0,0026; 0,00915; 0,0104; 0,0224. Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (84)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (12 + 0,668) = 26,57 \text{ мм}^2;$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.Л.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.}; \quad (85)$$

$$F_{КОР} + F_{Т.С.} = 26,57 + 253,546 = 280,11 \text{ мм}^2;$$

$314,159 \geq 280,11$ - условие выполняется, следовательно оставляем выбранный диаметр прутка.

5) Для II климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта равна 2 м, глубина заложения верхнего конца вертикального прутка 0,8 м; диаметр вертикального прутка 12 мм, длина 7 м.

6) Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{II-II} = 6$ м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_T = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} ; \quad (86)$$

$$L_T = (90 + 3) \cdot \frac{(40 + 3)}{6} + (40 + 3) \cdot \frac{(90 + 3)}{6} = 1333 \text{ м.}$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$n_T(A) = \frac{A + 3}{l_{nn}} ; \quad (87)$$

$$n_T(A) = \frac{90 + 3}{6} = 15,5 ;$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$n_T(B) = \frac{B + 3}{l_{nn}} ; \quad (88)$$

$$n_T(B) = \frac{40 + 3}{6} = 7,17 ;$$

Общее количество горизонтальных полос:

$$n_2 = n_2(A) + n_2(B) ; \quad (89)$$

$$n_2 = 15,5 + 7,17 = 22,67 ;$$

Принимаем 23.

7) Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:

$l_B = 3 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

$a = 6 \text{ м}$ - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{3999}}{6} = 42,158; \quad (90)$$

Принимаем $n_B = 43$.

8) Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_\Gamma + n_B \cdot l_B} \right), \quad (91)$$

где A - коэффициент подобия, принимается по ЭТС (с.303) для принятой длины вертикальных электродов 7 м и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{3999}} = 0,079;$$

Принимаем $A = 0,37$.

9) Определяем стационарные сопротивления заземлителя:

$$R_{C1} = 40 \cdot \left(\frac{0,37}{\sqrt{3999}} + \frac{1}{1333 + 43 \cdot 5} \right) = 0,19 \text{ Ом};$$

$$R_{C2} = 30 \cdot \left(\frac{0,37}{\sqrt{3999}} + \frac{1}{1333 + 43 \cdot 7} \right) = 0,16 \text{ Ом}.$$

10) Находим импульсные коэффициенты:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (92)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3999}}{(40 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,41$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3999}}{(30 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,53$$

11) Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_C \cdot \alpha_u ; \quad (93)$$

$$R_{u1} = 0,19 \cdot 1,41 = 0,267 \text{ Ом}$$

$$R_{u2} = 0,15 \cdot 1,53 = 0,229 \text{ Ом}$$

Общее импульсное сопротивление:

$$R_{u.об} = R_{u1} + R_{u2} , \quad (94)$$

$$R_{u.об} = 0,267 + 0,229 = 0,497 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0.5 Ом. Так как $0,497 < 0.5$, то делаем вывод о том, что тип заземлителя подобран правильно.

10 РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Устойчивость электрической системы (устойчивость электроэнергетической системы) — способность электрической системы восстанавливать исходное или практически близкое к нему состояние (режим) после возмущения, проявляющегося в отклонении значений параметров режима электрической системы от начальных значений. В электрической системе источниками электрической энергии обычно являются синхронные генераторы, связанные между собой сетью, причем роторы всех генераторов вращаются синхронно. Такой режим, называется нормальным. Он должен быть устойчив, то есть электрическая система должна возвращаться в исходное состояние после отклонений от установившегося режима. Отклонения могут быть связаны с изменением мощности нагрузки, короткими замыканиями, отключениями линий электропередачи. Устойчивость системы, как правило, уменьшается при увеличении нагрузки (мощности, отдаваемой генераторами) и понижении напряжения (росте мощности потребителей, снижении возбуждения генераторов). Для каждой электрической системы могут быть определены предельные (критические) значения величин, характеризующих предел устойчивости. Функционирование системы возможно, если обеспечен запас ее устойчивости, то есть если параметры режима работы и параметры самой системы отличаются от критических величин. Для обеспечения устойчивости электрической системы используют устройства автоматического регулирования напряжения и частоты, средства релейной защиты.

Динамическая устойчивость определяет поведение электрической системы после сильных возмущений, возникающих вследствие коротких замыканий, при отключении линий электропередач. При анализе динамической устойчивости система, как правило, рассматривается как нелинейная, возникает необходимость интегрировать нелинейные трансцендентные уравнения высоких порядков. Для этого применяют

расчетные модели переменного тока, создают специальные алгоритмы и программы, позволяющие производить расчеты на компьютере.

Одной из программ для расчета динамической устойчивости является RUSTAB.

Программный комплекс RUStab разработан для расчетов динамической устойчивости энергосистем.

Основные элементы пользовательского интерфейса, организация базы данных и модули расчета УР унаследованы от ПК RastrWin, модели динамических устройств во многом аналогичны ПК Mustang. В то же время ПК RUStab имеет новые разработки, как в части пользовательских интерфейсов, так и в части создания новых моделей. Кроме того в программу входит блок расчета шунта к.з. и конструктор схем по стандартным звеньям.

Исходные данные для расчета динамики включают в себя следующие группы информации:

1. Данные для расчета установившегося режима – информация по узлам, ветвям, полиномам СХН, которые могут импортироваться из ПК RastrWin, Mustang, Eurostag а также из форматов ЦДУ и PSS/E или готовиться непосредственно в ПО RUStab

2. Данные по генераторам (генераторы, СК, возбудители, регуляторы возбуждения, регуляторы скорости и т.д.), которые могут импортироваться из ПК Mustang, Eurostag или готовиться непосредственно в ПО RUStab.

3. Данные по автоматике и описание аварийной ситуации, которые должны быть подготовлены в ПО RUStab.

1.1 Подготовка данных.

Параметры для генераторов берем из справочных данных.

Для расчета механической постоянной инерции используем формулу:

$$T_j = \frac{2.74 \cdot 10^{-6} \cdot GD^2 \cdot n^2}{P_{ном}} \quad (95)$$

где n - скорость вращения генератора,

GD^2 - маховый момент $t \cdot m^2$,

$P_{ном}$ - номинальная мощность генератора.

Генератор может представляться различными моделями. Чем сложнее модель, тем достовернее полученные результаты расчета.

Параметры генератора сведем в таблицу 14.

Таблица 23- Параметры генераторов

Название	Модель	Р НОМ	Uг НОМ	COSΦ НОМ	Кдемп	Mj
1	2	3	4	5	6	7
PE 6FA	3к-Mustang	77	10	0,8		4
ТТК-40-2 УЗ	3к-Mustang	36	10	0,8		3
ТВФ-120- 2УЗ(Арт.ТЭЦ 220)	Ур.движения	100	10	0,8	2	3
ТВФ-120- 2УЗ(Арт.ТЭЦ 110)	Ур.движения	100	10	0,8	2	3
ТВФ-120- 2УЗ(Арт.ТЭЦ НН АТ))	Ур.движения	100	10	0,8	2	3
ТВФ-120- 2УЗ(Влад.ТЭЦ 220)	Ур.движения	100	10	0,8	2	3
ТВФ-120- 2УЗ(Влад.ТЭЦ 110)	Ур.движения	100	10	0,8	2	3
ТГВ-200- 2МУЗ(ПримГРЭС 500)	ШБМ	215	16	0,85	5	3

ТГВ-200- 2МУЗ(ПримГРЭС 220)	Ур.движения	210	16	0,85	5	3
ТГВ-200- 2МУЗ(ПримГРЭС 220)	Ур.движения	210	16	0,85	5	3

Таблица 24- Сопротивления генераторов

Парметры систем возбуждения сведем в таблицу 25.

Таблица 25- Системы возбуждения

Параметры автоматических регуляторов возбуждения приведены в таблице 26.

Таблица 26- Параметры АРВ.

Рассмотрим первый вариант развития событий. На шинах 110 Кв Уссурийской ТЭЦ произошло трехфазное КЗ, которое длилось 0.135 с. (время срабатывание РЗ+время отключения выключателя).

Представим на графике (рис.9) углы генераторов Уссурийской ТЭЦ, Артемовской ТЭЦ(генераторы на ОРУ 110 кВ) и Приморской ГРЭС(генератор на ОРУ 500 кВ). Как мы видим система сохраняет устойчивость.

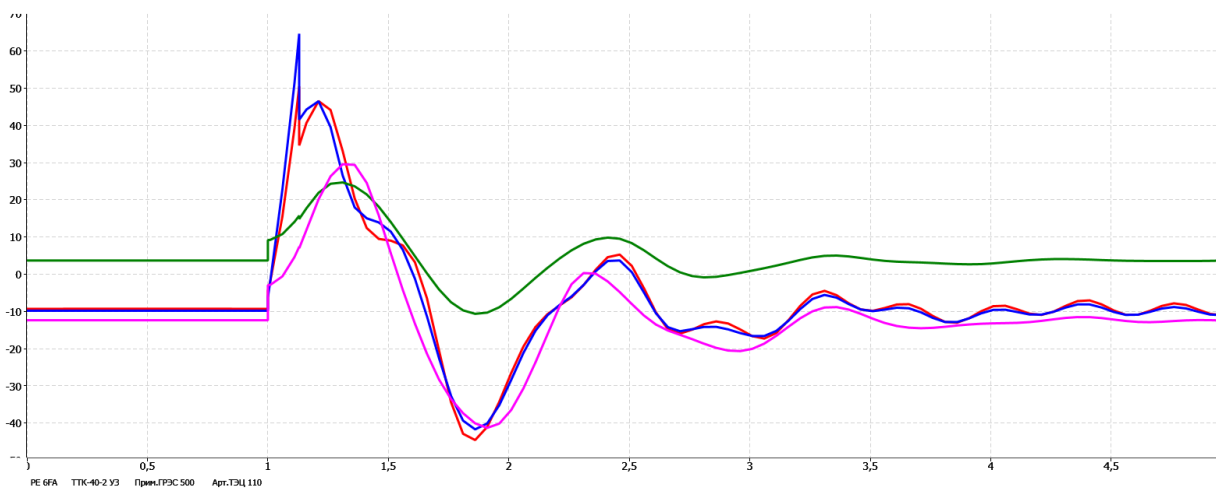


Рисунок 9- Углы генераторов

Рассмотрим второй вариант развития событий. На шинах 110 Кв Уссурийской ТЭЦ произошло трехфазное КЗ, которое длилось 0.23 с. Предположим, что релейная защита не сработала как положено, и отключение произошло с задержкой времени.

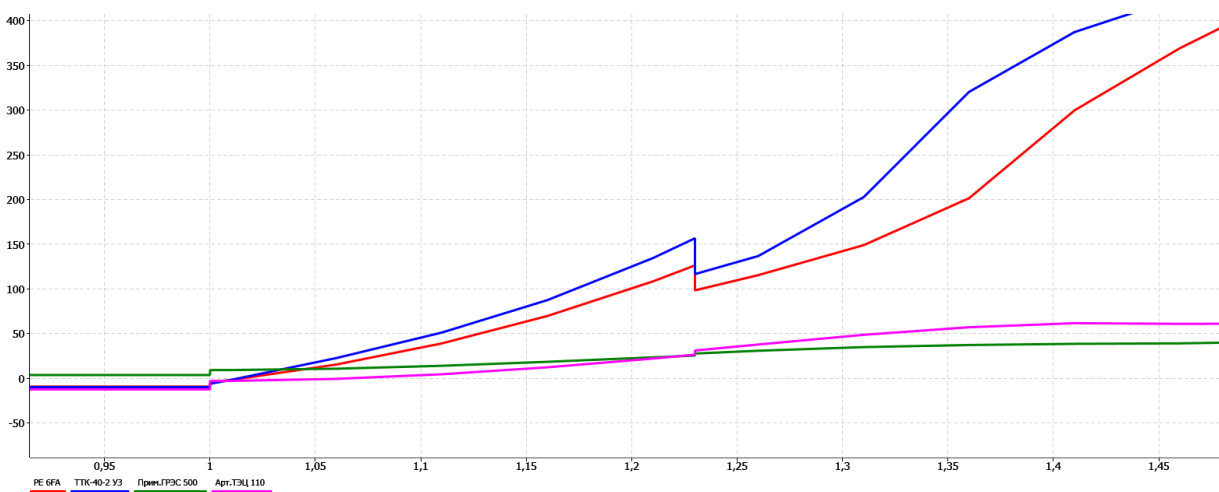


Рисунок 10- Углы генераторов

Как мы видим разница между углами превышает 180 градусов, соответственно станция уходит в асинхронный ход.

Токи и напряжения генераторов представлены на листе 6.

Вывод: для предотвращения асинхронного хода станции требуется установка специальной автоматики (АЛАР, АПАХ, ЧДА), с помощью которой ликвидируется данный режим работы.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

При монтаже и эксплуатации станции, при осмотрах ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать ПТЭЭП 13.01.2003 N 6: “Правила технической эксплуатации электроустановок”, “Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок”.

К монтажу подстанции допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности. Не допускается нарушений правил техники безопасности.

Безопасность при строительных и грузоподъемных работах

При строительстве и производстве земляных работ должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве [30].

Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться “Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов”.

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительномонтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах [30];
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки [30];
- г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего

крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;

д) выполнять работы под линиями электропередачи;

е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции необходимо проверить состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ. Перед началом работы проверяют исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей и т.п. и неисправность устраните [30].

При работе на настилах и подмостях весь инструмент должен находиться в ящике во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается.

Транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов, должны быть полностью механизированы.

На высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов [30].

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

Защита от опасности поражения электрическим током

К защитным мерам от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся: изоляция, ограждение, блокировка, пониженные

напряжения, электрозащитные средства, сигнализация и плакаты. Надежная изоляция проводов от земли и корпусов электроустановок создает безопасные условия для обслуживающего персонала. Основная характеристика изоляции - сопротивление. Во время работы электроустановок состояние электрической изоляции ухудшается вследствие нагрева, механических повреждений, влияния климатических условий и окружающей производственной среды. Состояние изоляции характеризуется сопротивлением току утечки. Сопротивление изоляции необходимо регулярно контролировать. Для периодического контроля изоляции применяется мегаомметр, для постоянного контроля - специальные приборы контроля изоляции (ПКИ).

Для обеспечения недоступности токоведущих частей оборудования и электрических сетей применяют сплошные и сетчатые ограждения. Сплошные конструкции ограждений (кожухи, крышки, шкафы, закрытые панели и т.п.), а также сетчатые конструкции применяют в электроустановках и сетях напряжением как до 1000 В, так и свыше 1000 В. В последних должны наблюдаться допустимые расстояния от токоведущих частей до ограждений, которые нормируются ПУЭ.

При обслуживании и ремонте электроустановок и электросетей обязательно использование электрозащитных средств, к которым относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, калоши, коврики, указатели напряжения. Для предупреждения персонала о наличии напряжения или его отсутствии в электроустановках применяется звуковая или световая сигнализация.

С целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. В зависимости от назначения плакаты и знаки делятся на предупреждающие («Стой! Напряжение», «Не влезай! Убьет» и др.); запрещающие («Не

включать. Работают люди» и др.); предписывающие («Работать здесь» и др.); указательные («Заземлено» и др.) [29].

Защитное заземление предназначено для устранения опасности поражения электрическим током в случае прикосновения к корпусу и к другим нетоковедущим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам. При этом все металлические нетоковедущие части электроустановок соединяются с землей с помощью заземляющих проводников и заземлителя.

Для заземления оборудования в первую очередь используют естественные заземлители: железобетонные фундаменты, а также расположенные в земле металлические конструкции зданий и сооружений.

Защитное заземление применяют в сетях напряжением свыше 1000 В как с изолированной, так и с заземленной нейтралью [29].

С помощью защитного заземления уменьшается напряжение на корпусе относительно земли до безопасного значения, следовательно, уменьшается и сила тока, протекающего через тело человека. Напряжение, приложенное к телу человека в случае прикосновения к оборудованию, можно снизить, уменьшая сопротивление заземляющего устройства.

Защитное зануление, так же как и защитное заземление, предназначено для устранения опасности поражения электрическим током при замыкании на корпус электроустановок. Защитное зануление осуществляется присоединением корпусом и других конструктивных нетоковедущих частей электроустановок к неоднократно заземленному нулевому проводу.

Защитное зануление превращает пробой на корпус в короткое замыкание между фазным и нулевым проводами и способствует протеканию тока большой силы через устройства защиты сети, а в конечном итоге быстрому отключению поврежденного оборудования от сети.

Наряду с применением технических методов и средств электробезопасности важное значение для снижения электротравматизма имеет четкая организация эксплуатации электроустановок и электросетей,

профессиональная подготовка работников, сознательная производственная и трудовая дисциплина.

К работам на электроустановках допускаются лица, достигшие 18 лет, прошедшие инструктаж и обученные безопасным методам труда. Весь персонал, допущенный к эксплуатации электроустановок, в соответствии с занимаемой должностью и применительно к выполняемой работе аттестуется присвоением соответствующей квалификационной группы по электробезопасности (с I по V) [2].

К организации безопасной работы на электроустановках относятся также документальное оформление работы, допуск к работе, надзор во время работы. Оформление разрешения на проведение работ в действующих электроустановках может быть выполнено в виде наряда, распоряжения или перечня работ.

Ответственным за безопасность работ являются: лицо, выдавшее наряд или распоряжение, ответственный руководитель работ (начальник цеха, участка, мастер) и производитель работ.

11.2 Экологичность

Защита от загрязнений трансформаторным маслом

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1т. и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники [3].

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник.

11.3 Пожаробезопасность.

Пожарная опасность на станции обуславливается, в основном, наличием на ней маслonaполненного оборудования и наличие газопровода. Пожарная безопасность обеспечивается мероприятиями пожарной профилактики, представляющей собой комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращение пожара, ограничение его распространения, а также создания условий для успешного тушения.

На станции предусмотрены первичные средства пожаротушения, которые используются для локализации и ликвидации небольших органов возгорания, а также пожаров в их начальной стадии развития. Тушения пожара производится пожарными машинами.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и

коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);

- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Источники пожароопасности на ОРУ.

На ОРУ станций встречаются следующие источники пожароопасности:

- масляные трансформаторы и выключатели;

- маслонаполненные концевые кабельные муфты;

- охлаждаемые водородом синхронные компенсаторы;

- хранение бензина или других воспламеняемых жидкостей;

- растительность;

- горючие элементы зданий и сооружений;

- хранение пестицидов и опасных грузов;

- склады;

Авария некоторых из критических составляющих, таких как трансформаторы и выключатели может непосредственно привести к потерям дохода или активов. Другие компоненты ОРУ могут создать опасность возникновения пожара (например, горючие элементы зданий и сооружений, расположенные близко к конструкциям подстанции или линиям электропередачи).

Виды пожарной техники применяемые на ОРУ.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства подстанции, напряжением 110 кВ,

классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины;
- средства пожарной и охранной сигнализации;
- огнетушители;
- пожарное оборудование;
- ручной инструмент;
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ. В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования [9].

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. На территории подстанции первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропах обхода территории ОРУ [32]. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна

обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована [32].

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

Таким образом, в настоящем проекте все технические решения по сооружениям, конструкциям и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с нормами и правилами, включая правила взрывопожаробезопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы на тему «Разработка схемы выдачи мощности Уссурийской ТЭЦ» были решены основные задачи.

Произведён выбор способа подключения Уссурийской ТЭЦ.

Был произведен расчет режимов работы, а также динамическая устойчивость станции.

Согласно расчётам, которые были проведены в данной работе, оборудование устойчиво к действию токов короткого замыкания. Данное оборудование выбрано с учётом требований в части климатического исполнения и способно выполнять свои необходимые функции в нормальных и аварийных режимах работы.

Выполнен расчёт заземления, рассчитана молниезащита оборудования. Данное устройство повысит надёжность работы во время грозовой активности и продлит срок эксплуатации оборудования.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности, а также вопросы пожарной безопасности энергетических объектов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 617 с.

2 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003.

5 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005. – 52 с.

6 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

7 Свод правил по проектированию тепловых электрических станций СП ТЭС-2007/ РАЭ ЕЭС России

8 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт. – 131 с.

9 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / Под ред. В.М. Блок. - М . : Высшая шк., 2011. – 383 с.

10 Динамика потребления электроэнергии как индикатор экономической активности/Аналитический центр при правительстве РФ-2016

11 Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 964 с.

12 Программные комплексы в учебном проектировании электрической части станций / Р.А. Ванштейн – Томск: Издательство политехнического университета, 2010.

13 РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений». – Введ. 12.07.2001. – СПб.: Издательство ПЭИПК. – 185 с.

14 Блок, В.М. Электрические системы и сети. – М. : Высш.шк., 1986.

15 РД 34.03.301. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – Челябинск: АТОКСО, 2005.