

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой



Н.В. Савина

« 18 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

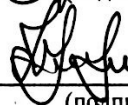
на тему: Развитие электросетевого комплекса острова Русский Приморского
края в связи с вводом подстанции напряжением 110 кВ Университетская

Исполнитель
студент группы 442-об3


10.06.2018
(подпись, дата)

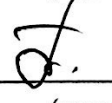
П.А. Смирнов

Руководитель
профессор, канд.техн.наук


18.06.2018
(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант:
по безопасности и экологи-
чности
доцент, канд.техн.наук


15.06.2018
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд.техн.наук


15.06.2018
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 12 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ширшова Павла Александровича

1. Тема бакалаврской работы: Развитие электросетевого комплекса острова Русский Тиморского края в связи с вводом подстанции мощностью 10 кВ Университетская
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 08.06.2018

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Электрическая схема Тиморского края в MS Visio; Нагрузки в контр. день замеров.

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Географическая и климатическая характеристика района, прогнозирование нагрузок, разработка вариантов сети и оценки

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

8 рисунков, 4 таблицы, 23 источника, 4 приложения, односторонняя электрическая сеть, план подстанции Университетская, расчет нормальных и аварийных режимов.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б. консультант по части Безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания 21.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мисюров Ю.В., профессор,
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

канд. техн. наук, доцент

Задание принял к исполнению (дата): 21.03.2018
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 163 с., 8 рисунков, 42 таблицы, 23 источника, 4 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ОПОРЫ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЖЁСТКАЯ ОШИНОВКА, АВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ

В данной выпускной квалификационной работе произведен расчет и спрогнозированы электрические нагрузки сети Южно-Приморского энергорайона в связи с вводом подстанции «Университетская» напряжением 110 кВ, представлены возможные варианты развития электрической сети и выбран наиболее оптимальный. Для выбора основного электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания. Произведён выбор оборудования подстанции, выбраны параметры линии электропередачи, выполнен расчет микропроцессорной релейной защиты трансформатора. Рассчитаны капитальные вложения. Проанализированы нормальные и послеаварийные режимы.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта, проведен расчет санитарно-защитной зоны по шуму для трансформатора на проектируемой подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	7
Введение	9
1 Характеристика района проектирования	11
1.1 Общая характеристика.....	11
1.2 Климатическая характеристика.....	12
1.3 Характеристика источников питания	12
1.5 Анализ состояния существующих электрических сетей о. Русский и его окрестностей	15
2 Разработка вариантов конфигурации сети.....	22
2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	22
2.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети	27
2.3 Выбор номинального напряжения	29
2.4 Компенсация реактивной мощности.....	30
2.5 Выбор сечения ЛЭП и их конструктивное исполнение	32
2.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	33
2.7 Анализ конкурентно-способных вариантов сети	34
3 Выбор оптимального варианта электрической сети.....	40
3.1 Расчёт капиталовложений	40
3.2 Расчёт издержек	42
4 Проектирование подстанции университетская.....	44
4.1 Конструктивное исполнение подстанции.....	44
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции.....	44
4.3 Расчет токов короткого замыкания.....	45
4.4 Выбор оборудования.....	51
4.4.1 Выбор комплектных распределительных устройств	51
4.4.2 Выбор и проверка выключателей	53
4.4.3 Выбор и проверка разъединителей	56
4.4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	56

4.4.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	61
4.4.6	Выбор и проверка ТСН.....	65
4.4.7	Выбор гибкой ошиновки	66
4.4.8	Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ	67
4.4.9	Выбор ОПН	69
4.4.10	Выбор высокочастотных заградителей на стороне 110 кВ	71
4.4.11	Выбор и проверка опорных изоляторов	72
4.4.12	Выбор опор.....	73
5	Грозоупорность ВЛЭП и молниезащита подстанции	74
5.1	Грозоупорность воздушной линии электропередачи 110 кВ «Русская - Университетская»	74
5.2	Молниезащита ОРУ 110 кВ подстанции «Университетская»	80
6	Защита двухобмоточного трансформатора.....	83
6.1	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	84
6.2	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	85
6.3	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	89
6.4	Выбор уставок максимальной токовой защиты	89
6.5	Газовая защита	91
7	Расчёт и анализ установившихся режимов	93
7.1	Расчёт максимального режима	93
7.2	Расчёт послеаварийных режимов.....	95
8	Безопасность и экологичность проекта.....	99
8.1	Безопасность.....	99
8.1.1	Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы	99
8.1.2	Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 110 кВ «Русская – Университетская»	100
8.2	Экологичность.....	102
8.2.1	Расчёт санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции.....	102
8.2.2	Защита от загрязнений трансформаторным маслом	103
8.3	Чрезвычайные ситуации	105

8.3.1 Обеспечение пожарной безопасности на подстанции «Университетская».....	105
8.3.2 Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов подстанции «Университетская»	108
Заключение	109
Библиографический список	110
Приложение А. Расчет электрических нагрузок	113
Приложение Б. Расчет параметров электрической сети	114
Приложение В. Расчет капиталовложений	152
Приложение Г. Расчет грозоупорности и молниезащиты	154

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ГРЭС – Государственная районная электростанция;

АТЭЦ – Артемовская тепловая электростанция;

ВТЭЦ – Владивостокская тепловая электростанция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ИП – источник питания;

ТО – токовая отсечка;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КРУ – крытое распределительное устройство;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;

ЭДС – электродвижущая сила;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

С.З. – срабатывание защиты;

С.Р. – срабатывание реле;

Т – трансформатор;

ВЧ – высокочастотный заградитель;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТКЗ – токи короткого замыкания;
ЛЭП – линия электропередачи;
КЛ – кабельная линия электропередачи;
ПБВ – переключение без возбуждения;
РУ – распределительное устройство;
РЗ – релейная защита;
ВН – высокое напряжение;
НН – низкое напряжение;
ГОСТ – государственный стандарт.

ВВЕДЕНИЕ

Энергосистема Приморского края работает в составе Объединённой энергосистемы (ОЭС) Востока, в составе которой также находятся энергосистема Амурской области, Объединённый энергорайон (ОЭР) энергосистем Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутский энергорайон (ЮЯЭР) Якутской энергосистемы.

Централизованным электроснабжением охвачено около 75 % общей площади края и около 98 % населения Приморского края. Только населённые пункты, расположенные в отдалённых северных районах и имеющие незначительные объёмы электропотребления, снабжаются от автономных дизельных электростанций.

Согласно по схеме и программе развития электроэнергетики приморского края, анализ структуры электропотребления за 2016 год показывает, что основными потребителями электроэнергии являются транспорт и связь, обрабатывающие производства, предприятия электроэнергетики (38,3-40,2 %). Доля потребления населением составила 24,2-28,2 %, потерь в электрических сетях — 17,1-12,3 %, доля остальных производств (строительство, сельское хозяйство и др.) не превысила 2,0-4,0 % от суммарного электропотребления края.

За прошедший пятилетний период рост электропотребления наблюдался во всех энергорайонах края, особенно во Владивостоке, Уссурийске, Артёмовском и Шкотовском районах, что свидетельствует о динамичном развитии промышленного производства и транспорта в этих районах. Потребность в генерирующей мощности энергорайонов покрывается как за счёт собственных электрических станций юга Приморского края, так и перетоком мощности из ОЭС Востока.

Юг энергосистемы Приморского края дефицитен по мощности, однако наличие значительного резерва на Приморской ГРЭС и в ОЭС Востока

позволило обеспечить необходимый уровень электроснабжения всех потребителей.

В виду растущих нагрузок было принято решение о развитии электросетевого комплекса острова Русский Приморского края в связи с вводом в эксплуатацию подстанции «Университетская» напряжением 110 кВ.

Целью бакалаврской работы является разработка оптимального варианта развития электрической сети напряжением 110 кВ, отвечающего современным требованиям надежности, экономичности, безопасности и экологичности.

К задачам проекта относятся:

- Повышение надежности в обеспечении электроснабжения потребителей;
- Разработка подстанции напряжением 110 кВ «Университетская»;
- Анализ проектируемого объекта.

Проект был разработан с использованием приложений: Microsoft Office Word 2016 г., Microsoft Office Visio 2016 г., Microsoft Office Excel 2016 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0, ПВК Rastrwin 3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Общая характеристика

Приморский край является административной единицей Российской Федерации с 20 сентября 1938 года. Приморский край занимает юго-восточную окраину России. Он расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря. На юге и востоке он омывается Японским морем, на севере граничит с Хабаровским краем, на западе - с Китаем и Северной Кореей. Административный центр - Владивосток.

Остров Русский расположен в заливе Петра Великого в Японском море, южнее Владивостока (наименьшее расстояние между континентальной частью города и островом равно 800 метрам). От полуострова Муравьёва-Амурского, где расположена основная часть Владивостока, Русский отделён проливом Босфор Восточный. С запада остров омывается водами Амурского залива, а с юга и востока — Уссурийского. На юго-западе проливом Старка отделён от следующего острова архипелага — острова Попова.

Территория острова — 97,6 км², длина — около 18 км, ширина — около 13 км. Население — 4703 жителей (2010). После постройки кампуса ДВФУ, население острова значительно увеличилось — на кампусе проживает более 10 тысяч человек.

Рельеф гористый, характерный для юга Приморья. На острове насчитывается 47 вершин различной высоты, называемых сопками. Наиболее крупные из них расположены в центральной части острова: Русская (291,2 м), Главная (279,8 м) и Центральная (254,9 м).

Береговая линия сильно изрезана. Её протяжённость составляет 123 км. Далеко в глубь острова вдаются бухты Новик и Воевода, залив Рында. Все они расположены на западном побережье острова и относятся к акватории Амурского залива. На северном и южном побережье также много бухт, но они более открыты. Восточное побережье обращено в сторону открытого моря и наименее изрезано. На острове широко распространены абразионные

(скалистые, обрывистые) берега. Крутые береговые склоны с узкими пляжами вдоль них встречаются повсеместно, даже в глубоко вдающихся в сушу заливах. Низменные отлогие берега можно встретить лишь в вершинах бухт и заливов.

1.2 Климатическая характеристика

Климат умеренный муссонный, с ярко-выраженной циркуляцией воздушных масс. Зимой преобладают северные ветры, летом - юго-восточные. Среднемесячные скорости ветра составляют 2-10 м/сек. Для климата характерны туманы, которые преобладают в тёплый период. В среднем за год бывает от 30 до 90 туманных дней. Среднегодовая температура воздуха +4,9° С. Самый тёплый месяц — август, с температурой +20,8° С, самый холодный — январь -11,3° С. Территория может быть подвержена опасным природным и техногенным воздействиям, вызывающим чрезвычайные ситуации. К опасным природным явлениям относятся периодические тропические циклоны (тайфуны), не исключаются цунами и землетрясения.

Климатические условия предъявляют особые требования к размещению сооружений, в том числе и объектов электроснабжения, на территории города.

На сегодняшний день, продолжаются работы по созданию централизованной системы городской канализации с очистными сооружениями с использованием современных технологий очистки стоков и обработки осадка.

1.3 Характеристика источников питания

1. Приморская ГРЭС

Угольная тепловая электростанция (ТЭС), расположенная в посёлке городского типа Лучегорск Приморского края России.

Установленная электрическая мощность Приморской ГРЭС составляет 1467 МВт, что на 2012 год делает её самой мощной ТЭС на Дальнем Востоке, тепловая мощность — 237 Гкал.

В качестве топлива используется уголь, добываемый открытым способом в непосредственной близости к ГРЭС в Лучегорском угольном разрезе. Также используется уголь Бикинского угольного разреза.

2. Артёмовская ТЭЦ

Тепловая электростанция в городе Артём Приморский край. Входит в состав филиала "Приморская генерация" АО «Дальневосточная генерирующая компания».

До 2007 года Артёмовская ТЭЦ входила в энергосистему (позже ОАО) «Дальэнерго». До 1985 года называлась Артёмовская ГРЭС им. С. М. Кирова. С 1 января 2007 года является структурным подразделением филиала «Приморская генерация» ОАО «ДГК».

В 2008 году проводилось техническое перевооружение котлоагрегата № 6 БКЗ-220-100ф, благодаря чему располагаемая электрическая мощность станции достигла 400 МВт.

Электростанция работает на привозных каменных углях. Протяженность тепловых сетей для централизованного теплоснабжения города Артёма составляет 102,4 км.

Выработка электроэнергии в 2011 году составила 2 288,516 млн.кВт·ч, отпуск тепловой энергии — 709,204 Гкал. Удельный расход условного топлива составил 422,17 г/кВт·ч.

3. Владивостокская ТЭЦ-2

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. Станция является крупнейшим энергообъектом юга Приморского края, обеспечивая 60 % потребностей города Владивостока в электрической и 63 % в тепловой энергии.

4. Партизанская ГРЭС

Тепловая электростанция в городе Партизанске Приморского края. Входит в состав «Дальневосточной генерирующей компании», филиал «Приморская генерация».

Установленная электрическая мощность составляет 203 МВт, тепловая мощность — 120 Гкал.

5. Мини-ТЭЦ «Центральная»

Расположена в районе бухты Балки, юго-западнее делового центра Саммита и предназначена для обеспечения электрической энергией и теплом потребителей и сооружений центральной части застройки Саммита АТЭС, а в дальнейшем – стать основным источником электро- и теплоснабжения Дальневосточного федерального университета (ДВФУ) и подключается к проектируемым электрическим и тепловым сетям.

Установленная мощность мини-ТЭЦ составляет:

- электрическая – 35,0 МВт;
- тепловая – 143,4 МВт (123,3 Гкал/час).

На площадке Мини-ТЭЦ «Центральная» устанавливаются:

- пять блочных двухтопливных (газ/диз.топливо) газотурбинных установок (ГТУ) типа GPB 70, электрическая мощность каждой ГТУ – 6,6 МВт (на газе) и 5,8 МВт (на диз. топливе).
- две блочно-контейнерные дизельные электростанции GMC1400 электрической мощностью 1000 кВт производства GM (Россия).

6. Мини-ТЭЦ «Океанариум»

Расположена в юго-западной части полуострова Житкова и приурочена к склону возвышенности, окружающей бухту Парис, предназначена для обеспечения электрической энергией и теплом потребителей объекта Научно-образовательный комплекс «Приморский океанариум».

Установленная мощность мини-ТЭЦ составляет:

- электрическая – 13,2 МВт;
- тепловая – 34,36 МВт (29,54 Гкал/час).

На площадке «Мини-ТЭЦ Океанариум» устанавливаются:

- две блочные двухтопливные (газ/диз.топливо) газотурбинных установки (ГТУ) типа GPB 70, электрическая мощность каждой ГТУ - 6,6 МВт (на газе) и 5,8 МВт (на диз. топливе);
- одна блочно-контейнерная дизельная электростанция 400 кВт, 500 кВА.

Газотурбинные блоки работают по электрическому графику электроснабжения потребителей объекта Научно-образовательный комплекс «Приморский океанариум».

Основным топливом в виду полной газификации Приморского края от газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» включая мероприятия саммита АТЭС 2012 года - является сетевой природный газ, резервным - дизельное топливо.

7. Мини-ТЭЦ «Северная»

Данная ТЭЦ на базе газотурбинных установок предназначена для снабжения электроэнергией и теплом объектов строительной базы на м. Поспелова о. Русский.

Установленная мощность мини-ТЭЦ составляет:

- электрическая – 3,6 МВт;
- тепловая – 12,6 МВт (10,83 Гкал/час).

На площадке «Мини-ТЭЦ Северная» установлены две блочных двухтопливных (газ/диз.топливо) газотурбинных установки, электрическая мощность каждой ГТУ – 1800 кВт, тепловая мощность – 4,3 МВт.

1.5 Анализ состояния существующих электрических сетей о. Русский и его окрестностей

Энергосистема Приморского края, наряду с энергосистемами Амурской области, Хабаровского края и Южно-Якутского энергорайона объединены межсистемными линиями электропередачи 500 и 220 кВ, имеют единый диспетчерский режим работы и составляют Объединенную энергосистему Востока (ОЭС Востока). Производство электроэнергии в ОЭС Востока в

основном базируется на тепловых электростанциях. Гидроэлектростанции Зейская ГЭС и Бурейская ГЭС выполняют основные режимные функции (размещение оперативного резерва, регулирование частоты, покрытие переменной части графика нагрузки).

Обеспечивать растущие потребности края в электроэнергии позволяет анализ результатов контрольных замеров, а также постоянный мониторинг спроса на технологическое подключение. Полученные в ходе замеров данные отражают изменения в работе подстанций и линий электропередачи. На основе этих данных осуществляется расчет режимов работы электрических сетей.

Контроль и анализ потребления является важнейшим мероприятием для организации работы по электроснабжению потребителей. Новые данные о потреблении мощности будут использованы для работы по перераспределению нагрузки между подстанциями, а также для планирования мероприятий по повышению надежности и качества электроснабжения потребителей.

Таблица 1 – Загрузка трансформаторов напряжением 35 - 110 кВ в контрольный день замеров за 19 часов 20 декабря 2017 года

№	Название ПС	Номер транс-ра	Установленная мощность, МВА	Коэф-нт загрузки, %
1	1Р	T1	16	52,86
2	1Р	T2	16	63,57
3	2Р	T1	40	35,52
4	2Р	T2	40	46,13
5	Академическая	T1	6,3	89,97
6	Академическая	T2	6,3	35,47
7	Амурская	T1	25	30,30
8	Амурская	T2	25	28,84
9	Бурун	T1	40	29,36
10	Бурун	T2	40	83,92
11	Бурная	T1	40	22,77
12	Бурная	T2	40	42,85
13	ВТЭЦ-1	T1	40	11,79
14	ВТЭЦ-1	T2	40	26,21
15	Голдобин	T1	40	29,66

Продолжение таблицы

№	Название ПС	Номер транс-ра	Установленная мощность, МВА	Коэф-нт загрузки, %
16	Голдобин	T2	40	26,93
17	Голубинка	T1	40	26,74
18	Голубинка	T2	40	67,99
19	Горностай	T1	25	5,26
20	Горностай	T2	25	15,55
21	Залив	T1	40	13,35
22	Залив	T2	40	30,74
23	Котельная 2Р	T1	10	39,22
24	КЭТ	T1	3,2	0
25	КЭТ	T2	5,6	35,09
26	КЭТ	T3	5,6	34,11
27	Коммунальная	T1	6,3	0,60
28	Коммунальная	T2	6,3	4,23
29	Мингородок	T1	25	37,32
30	Мингородок	T2	25	49,07
31	Орлиная	T1	40	23,25
32	Орилная	T2	40	41,91
33	Океанариум*	T1	16	-36,70
34	Океанариум	T2	16	26,25
35	Эгершельд	T1	10	65,47
36	Эгершельд	T2	10	50,74
37	А	T1	40,5	88,67
38	А	T2	40	0

Примечание: работала генерация на ПС мини ТЭЦ Океанариум с выдачей мощности 370 А на шины 1С 10 кВ ПС Океанариум с последующей обратной трансформацией с шин 10кВ на шины 35кВ с выдачей в сеть по ВЛ 35кВ Центральная-Океанариум-Коммунальная №1 в сторону ПС Русская.

Проанализировав итоги контрольных замеров, можно сказать о том, что наиболее критично загруженными являются трансформаторы на ПС Академическая, Бурун и А. Среднюю загрузку имеют трансформаторы на ПС 1Р, Голубинка, Эгершельд.

Таблица 2 – Загрузка ЛЭП напряжением 35 -110 кВ в контрольный день замеров за 19 часов 20 декабря 2017 года

№ п/п	Наименование линии	U (кВ)	Марка провода, кабеля	Допустимый ток при температуре -5 С	Нагрузка (А)	Плотность тока (А)	Норма для ВЛ (Al) j=1.0 А/мм ² ; ВЛ (Cu) j=1.8 А/мм ² ;
1	2	3	4	5	6	7	8
1	КВЛ ВТЭЦ-2 - Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка	110	АС-240, АСО-240, АСК-300, АС-330, АПВПУ2Г 1х630	528	273	1.14	допуст. ток
2	КВЛ ВТЭЦ-2 - Залив с отпайкой на ПС Голубинка	110	АСК-300, АС-330, АС-300, АС-240, АПВПУ2Г 1х800	573	346	1.44	допуст. ток
3	КВЛ Восточная ТЭЦ-Зеленый угол	110	АПВПУ2Г 1х800, АСО-300	692	307	0.38	допуст. ток
4	Владивостокская ТЭЦ-2 - Голдобин с отпайками (на ПС Загородная и ПС Улисс)	110	АСК-330, АС-150	581	244	1.63	выше j эк=1
5	Владивостокская ТЭЦ-2- Патрокл с отпайкой на ПС Загородная	110	АСК-330, АС-150	581	238	1.59	выше j эк=1

1	2	3	4	5	6	7	8
6	Волна - 2Р	110	АС-300	877	193	0.64	допуст. ток
7	КВЛ Волна - ВТЭЦ-1 с отпайкой на ПС 1Р/т	110	АС-300, АСК-240, АС-120, АПВПУ2Г 1x800	600	72	0.30	допуст. ток
8	Волна - Бурун с отпайкой на ПС Котельная 2Р	110	АС-120, АСО-300, АС-240	484	198	1.65	выше j эк=1
9	КВЛ ВТЭЦ-1 - Орлиная	110	АС-240, АСК-240, АСО-240, АПВПУ2Г 1x630	528	100	0.42	допуст. ток
10	КВЛ 2Р - Амурская с отпайкой на ПС 1Р/т	110	АС-240, АС-120, АПВПУ2Г 1x800	750	66	0.28	допуст. ток
11	2Р - Бурун	110	АСО-300, АС-120	484	58	0.48	допуст. ток
12	Зеленый угол - Горностаи	110	АС-240	484	22	0.09	допуст. ток
13	Зеленый угол - Мингородок	110	АСКП-300, АС-240	630	232	0.97	допуст. ток
14	Мингородок - 1Р	110	АС-300, АС-120	484		0.00	нет данных
15	Патрокл - Голдобин с отпайкой на ПС Улисс	110	АС-150, АС-300, АСК-330	581	178	1.19	выше j эк=1
16	КЛ Залив - Бурная I цепь	110	АПВПУ2Г 3(1x630)	530	46	0.07	допуст. ток
17	КЛ Залив - Бурная II цепь	110	АПВПУ2Г 3(1x630)	530	90	0.14	допуст. ток

1	2	3	4	5	6	7	8
18	КЛ Восточная ТЭЦ - 2Р	110	АПВПУ2Г 1x800	692		0.00	нет данных
19	КЛ Восточная ТЭЦ-1Р	110	АПВПУ2Г 1x800	692		0.00	нет данных
20	КЛ Бурная - Эгершельд №1	35	2*АОСБУ 3x150, 2*АПВПУ2Г 1*240	389	105	0.70	допуст. ток
21	КЛ Бурная - Эгершельд №2	35		389	102	0.68	допуст. ток
22	Бурун - Академическая	35	АС-120	484	300	2.50	выше j эк=1
23	КВЛ ВТЭЦ 1 - Залив №1	35	М-70, АПпШВ*150	397	0	0.00	нет данных
24	КВЛ ВТЭЦ 1 - Залив №2	35	М-70, АПпШВ*150	397	0	0.00	нет данных
25	КВЛ Залив - Голубинка - ТЦ	35	М-70, АС-120, АПВПУ2Г 1*240, АПпШВ*150	397	0	0.00	нет данных
26	КВЛ Залив - Орлиная с отпайкой на ПС Телецентр	35	М-50, М-70, АС- 120, АПВПУ2Г 1*240, АПпШВ*150	355	95	1.90	допуст. ток

1	2	3	4	5	6	7	8
27	Русская - КЭТ с отпайкой на ПС Зеленая	35	М-50, АПВПу2г 1x240, АСК-150, АС-120, АПВПУЭТ 1*120, ОСК 1*70	355	61	1.22	допуст. ток
28	Русская - Эгершельд	35	М-50, АС-95, АС-120, АС-185, АС-150, СИП 3x95, АПВПу2г 3*(1x240), АСК- 185	355	0	0.00	нет данных
29	КВЛ Центральная-Океанариум- Коммунальная №1	35	АСК-120, АПВП 1x120	228	89	0.74	допуст. ток
30	КВЛ Центральная-Океанариум- Коммунальная №2	35	АСК-120, АПВП 1x120	228	60	0.50	допуст. ток
31	Эгершельд -Зеленая - КЭТ	35	А-70, М-50, АС- 95, АС-120, , АС-150, АСК- 150, АСКС-185, АПВПУЭТ 1*120	342	30	0.43	допуст. ток

Проведя анализ состояния ЛЭП в рассматриваемом энергорайоне, можно сделать вывод о том, что общее состояние ЛЭП остается удовлетворительным. Существуют несколько линии, чья загрузка превышает норму.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок нужен при проектировании ЛЭП, станций и подстанций. Расчет производится с целью определения нагрузок электрических сетей, трансформаторов, выбора их числа и мощности, сечений проводов линий электропередач, компенсации реактивной мощности. По результатам расчета можно судить о размере капиталовложений.

К вероятностным характеристикам графиков электрических нагрузок относятся:

- 1) средняя мощность ($P_{ср}$, $Q_{ср}$) – используется для выбора силовых трансформаторов и расчёта суммарного электропотребления
- 2) среднеквадратическая (эффективная) мощность ($P_{эф}$, $Q_{эф}$) – используется для расчёта и анализа потерь электроэнергии. Показывает, насколько эффективно эксплуатируется энергосистема.
- 3) максимальная мощность (P_{max} , Q_{max}) – используется для выбора всех остальных, кроме силовых трансформаторов

Виду того, что известна только максимальная мощность, а информации по типу потребителей нет, дальнейший расчет вероятностных характеристик будет производиться через коэффициенты:

- 1) Коэффициент заполнения $K_z = 0,5$;
- 2) Коэффициент летнего снижения нагрузки $K_{л} = 0,85$;
- 3) Коэффициент максимума $K_M = 1,2$;
- 4) Коэффициент формы $K_{\phi} = 1,155$.

Продemonстрируем порядок расчета вероятностных характеристик (за летний и зимний период года) на примере проектируемой подстанции Университетская:

Определяются средние активные и реактивные мощности:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_M}, \quad (1)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, МВт;

$$Q_{cp} = \frac{Q_{max}}{K_M}. \quad (2)$$

где Q_{max} – максимальная реактивная мощность, МВар.

$$P_{cp} = \frac{21}{1,2} = 17,5 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp} = \frac{8,4}{1,2} = 7 \text{ МВар}.$$

Определяются эффективные (среднеквадратичные) активные и реактивные мощности:

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot K_{\phi}, \quad (3)$$

$$Q_{эф} = Q_{cp} \cdot K_{\phi}. \quad (4)$$

где K_{ϕ} – коэффициент формы, равны 1,155.

$$P_{эф} = 17,5 \cdot 1,155 = 20,21 \text{ МВт},$$

$$Q_{эф} = 7 \cdot 1,155 = 8,08 \text{ МВар}.$$

Определяются все мощности на летний период с помощью коэффициента летнего снижения нагрузки:

$$P_{max_лето} = 21 \cdot 0,85 = 17,85 \text{ МВт},$$

$$Q_{max_лето} = 8,40 \cdot 0,85 = 7,14 \text{ МВар},$$

$$P_{cp_лето} = 17,5 \cdot 0,85 = 14,88 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp_лето} = 7 \cdot 0,85 = 5,95 \text{ МВар},$$

$$P_{эф_лето} = 20,21 \cdot 0,85 = 17,18 \text{ МВт},$$

$$Q_{эф_лето} = 8,08 \cdot 0,85 = 6,87 \text{ МВар}.$$

Расчеты были выполнены при помощи программы “Расчет нагрузок”.
Результаты расчёта сведены в таблицу 3.

Мощности подстанций «Русская», «Эгершельд», «Зеленая», «Бурная», «ТЭЦ Центральная», «Океанариум», «Коммунальная», «Патрокл», «ВТЭЦ-2», «АТЭЦ», «Владивосток», «Зеленый угол», «Волна», «КЭТ», «А», «Голубинка» и «Залив» нужны только для расчета режимов и в дальнейшем фигурировать не будут. Поэтому подробный расчет средней, эффективной, максимальной мощностей производиться не будет. Данные максимальных мощностей предоставлены АО «ДРСК» и сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Вероятностные характеристики

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Университетская	Зима	17,50	20,21	21,00	7,00	8,08	8,40
	Лето	14,88	17,18	17,85	5,95	6,87	7,14
Русская	Зима	–	–	3,80	–	–	1,30
	Лето	–	–	3,23	–	–	1,10
Эгершельд	Зима	–	–	16,00	–	–	2,80
	Лето	–	–	13,60	–	–	2,38
Зеленая	Зима	–	–	1,60	–	–	0,20
	Лето	–	–	1,36	–	–	0,17
Бурная	Зима	–	–	28,60	–	–	5,60
	Лето	–	–	24,31	–	–	4,76
ТЭЦ Центральная	Зима	–	–	9,90	–	–	1,60
	Лето	–	–	8,41	–	–	1,36
Океанариум	Зима	–	–	4,80	–	–	1,90
	Лето	–	–	4,08	–	–	1,61
Коммунальная	Зима	–	–	0,20	–	–	1,00
	Лето	–	–	0,17	–	–	0,85
Патрокл	Зима	–	–	2,80	–	–	0,20
	Лето	–	–	2,38	–	–	0,17
ВТЭЦ-2	Зима	–	–	120,40	–	–	58,90
	Лето	–	–	102,34	–	–	50,06
АТЭЦ	Зима	–	–	402,60	–	–	165,90
	Лето	–	–	342,21	–	–	141,01
Владивосток	Зима	–	–	98,30	–	–	12,80
	Лето	–	–	83,55	–	–	10,88
Зеленый угол	Зима	–	–	128,80	–	–	4,90
	Лето	–	–	109,48	–	–	4,16
Волна	Зима	–	–	122,70	–	–	92,40
	Лето	–	–	104,29	–	–	78,54

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
КЭТ	Зима	–	–	3,80	–	–	1,40
	Лето	–	–	3,23	–	–	1,19
А	Зима	–	–	35,80	–	–	8,40
	Лето	–	–	30,43	–	–	7,14
Голубинка	Зима	–	–	83,50	–	–	10,30
	Лето	–	–	70,97	–	–	8,75
Залив	Зима	–	–	15,40	–	–	1,90
	Лето	–	–	13,09	–	–	1,61

Проектируемая сеть должна не только удовлетворять потребности в электроэнергии существующих на момент выполнения проекта потребителей, но и обеспечить возможность подключения новых потребителей. Для учёта увеличения нагрузки с течением времени и производится её прогнозирование.

Прогнозирование нагрузок подстанции для зимы и лета проводилось в программе Mathcad на основании данных, полученных при определении вероятностных характеристик. При проектировании распределительных сетей прогноз нагрузок выполняют на 5 лет вперед. Во всех дальнейших расчётах, будут использоваться определенные ранее прогнозные значения всех вероятностных характеристик.

Прогноз нагрузок осуществляется с помощью формул сложных процентов. Расчёт показан на примере ПС Университетская для зимнего периода:

$$P_{ср.прогн.} = P_{ср} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (5)$$

где N – срок выполнения прогноза (5 лет),

ε – относительный прирост электрической нагрузки (для Приморского края $\varepsilon=0,038$),

$P_{ср}$ – базовое значение вероятностной характеристики средней активной мощности.

$$P_{ср.прогн.ПС_Университетская} = 17,5 \cdot (1 + 0,038)^5 = 21,087 \text{ МВт}$$

$$Q_{ср.прогн.ПС_Университетская} = P_{ср.прогн.ПС_Университетская} \cdot tg\varphi \quad (6)$$

$tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

$$Q_{ср.прогн.ПС_Университетская} = 21,087 \cdot 0,4 = 8,435 \text{ Мвар.}$$

Так производится расчет прогнозируемых средних, эффективных и максимальных активных и реактивных мощностей для всех подстанций в зимний и летний период.

Подробный расчёт показан в приложении А. Результаты расчета сведены в таблицы 4.

Таблица 4 – Прогнозируемые вероятностные характеристики

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Университетская	Зима	21,087	24,353	25,305	8,435	9,741	10,122
	Лето	17,93	20,702	21,509	7,172	8,281	8,604
Русская	Зима	–	–	3,82	–	–	1,53
	Лето	–	–	3,24	–	–	1,30
Эгершельд	Зима	–	–	19,30	–	–	3,40
	Лето	–	–	16,40	–	–	2,89
Зеленая	Зима	–	–	1,90	–	–	0,20
	Лето	–	–	1,61	–	–	0,17
Бурная	Зима	–	–	34,50	–	–	6,70
	Лето	–	–	29,32	–	–	5,69
ТЭЦ Центральная	Зима	–	–	11,90	–	–	1,90
	Лето	–	–	10,11	–	–	1,61
Океанариум	Зима	–	–	5,80	–	–	2,30
	Лето	–	–	4,93	–	–	1,95
Коммунальная	Зима	–	–	0,20	–	–	1,2
	Лето	–	–	0,17	–	–	1,02
Патрокл	Зима	–	–	3,40	–	–	0,50
	Лето	–	–	2,89	–	–	0,42
ВТЭЦ-2	Зима	–	–	145,10	–	–	70,90
	Лето	–	–	123,33	–	–	60,26
АТЭЦ	Зима	–	–	485,10	–	–	199,90
	Лето	–	–	412,33	–	–	169,99
Владивосток	Зима	–	–	118,40	–	–	15,40
	Лето	–	–	100,64	–	–	46,24

Подстанция	Время	Р _{ср} , МВт	Р _{эф} , МВт	Р _{max} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар	Q _{max} , Мвар
Зеленый угол	Зима	–	–	151,10	–	–	5,80
	Лето	–	–	128,43	–	–	4,93
Волна	Зима	–	–	147,80	–	–	111,30
	Лето	–	–	125,63	–	–	94,60
КЭТ	Зима	–	–	4,60	–	–	1,70
	Лето	–	–	3,91	–	–	1,44
А	Зима	–	–	43,10	–	–	10,10
	Лето	–	–	36,63	–	–	8,58
Голубинка	Зима	–	–	102,60	–	–	18,00
	Лето	–	–	87,21	–	–	15,30
Залив	Зима	–	–	18,60	–	–	2,30
	Лето	–	–	15,81	–	–	1,95

2.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети

Целью этого пункта является нахождение возможных вариантов электрической сети для качественного и надежного электроснабжения потребителей.

Составление наиболее целесообразных вариантов схем является достаточно трудной задачей. Нужно учитывать, что схема электрической сети должна отвечать таким требованиям как: надежность электроснабжения потребителя, требуемое качество электроэнергии, электробезопасность и максимальная экономичность.

При разработке вариантов конфигурации электрической сети руководствуются следующими правилами:

- 1) На разомкнутых участках сети не должно быть встречных перетоков мощности;
- 2) В качестве ИП сети 110 кВ рекомендуется использовать ПС 220/110 кВ, у которых есть независимые питающие линии;
- 3) Рекомендуется обеспечивать двухстороннее питание ПС, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как

правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединенных промежуточных ПС не более трёх;

- 4) При питании ПС с потребителями I категории рекомендуется применение одной двухцепной ВЛ вместо двух одноцепных;
- 5) Рекомендуется принимать к установке на ПС 110 кВ трансформаторы единичной мощности не более 63 МВА;
- 6) В кольцевых сетях не рекомендуется использовать участки различного номинального напряжения;
- 7) Рекомендуется использовать более простые варианты конфигурации сети, требующие наименьшего числа трансформации и наименее сложного типа РУ ПС.

В перспективе развития электросетевых объектов предусматривается строительство ПС «Университетская» напряжением 110 кВ, питающейся от ПС «Русская», напряжением 220 кВ по двухцепной ВЛ.

На рисунке 1 приведена исходная схема размещения объектов.

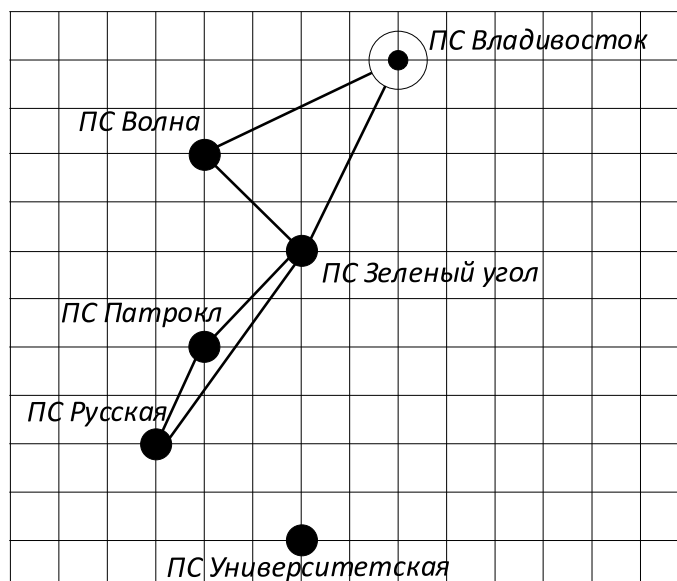


Рисунок 1 – Исходная схема

С учетом вышесказанного, приводим два варианта возможного ввода в эксплуатацию ПС «Университетская».

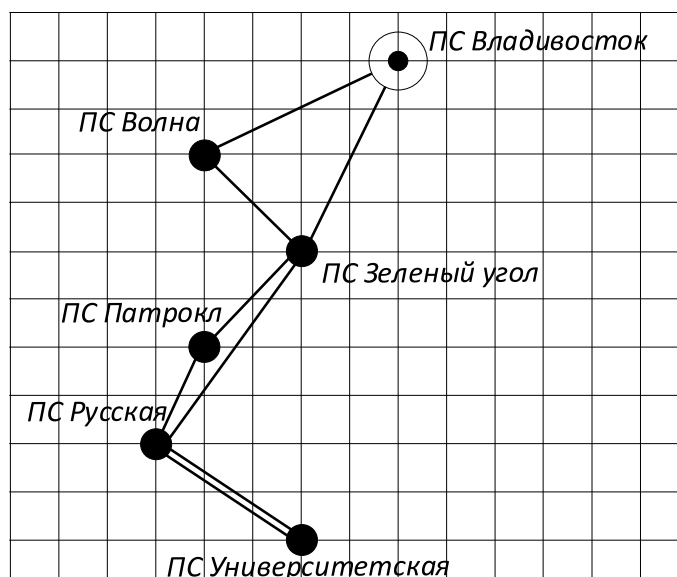


Рисунок 2 – Вариант подключения подстанции
Университетская №1

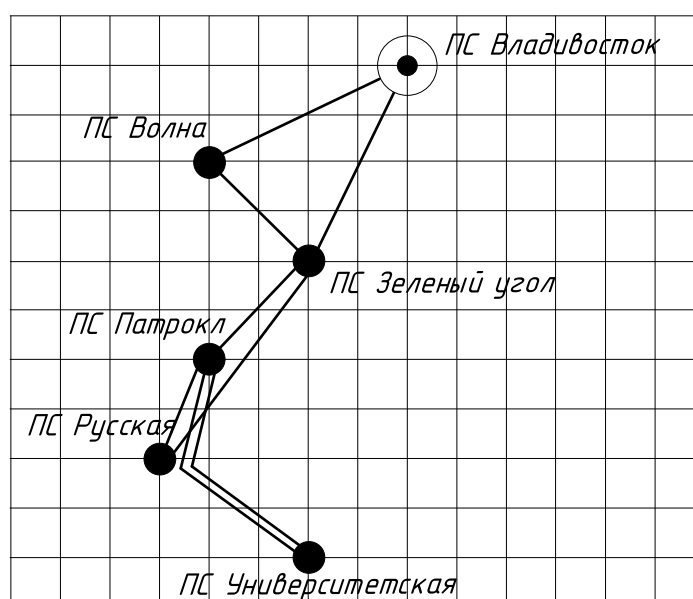


Рисунок 3 – Вариант подключения подстанции
Университетская №2

2.3 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности протекающей по ней. При высоком напряжении уменьшаются сечения проводов, а также потери мощности, но растут затраты на сооружение линии.

Для нахождения рационального напряжения выбранных ранее схем, воспользуемся формулой Илларионова, которая используется для классов напряжения 35 кВ и выше [3]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (7)$$

где l_{ij} – длина ЛЭП, км;

P_{ij} – мощность протекающая по линии, МВт.

Так как рассматриваемая сеть является действующей, то рассчитаем напряжение только для проектируемой ЛЭП ПС «Русская» – ПС «Университетская». Для этого за источники питания для рассматриваемого участка примем ПС Русскую.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{7,4} + \frac{2500}{21}}} = 73,2 \text{ кВ.}$$

Принимаем номинальное напряжение ПС Университетская 110 кВ.

2.4 Компенсация реактивной мощности

Чтобы выбрать оборудование, необходимо исходя из баланса реактивной мощности, разобраться с компенсацией реактивной мощности, т.е. осуществлять выполнение баланса до выбора. Мероприятия по компенсации реактивной мощности помогают снизить нагрузку на трансформаторы, использовать провода меньшего сечения, а также уменьшить расходы на электроэнергию.

Находим мощность КУ, которую нужно скомпенсировать. Она будет одинаковой для двух схем, так как расчёт обоих схем ведем по $\text{tg}\varphi_P$:

для зимнего периода:

$$Q_{КУ_Зима} = \frac{Q_{\max_зима} - P_{\max_зима} \cdot \text{tg}\varphi_P}{N_{с.ш.}}, \quad (8)$$

для летнего периода:

$$Q_{\text{КУ_Лето}} = \frac{Q_{\text{max_лето}} - P_{\text{max_лето}} \cdot \text{tg}_{\text{фP}}}{N_{\text{С.Ш.}}} \quad (9)$$

где $P_{\text{max_зима}}$ и $P_{\text{max_лето}}$ – максимальная активная мощность зимой и летом;

$Q_{\text{max_зима}}$ и $Q_{\text{max_лето}}$ – максимальная реактивная мощность зимой и летом;

$\text{tg}_{\text{фP}}$ – предельное значение коэффициента мощности, равное 0,5 для

$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;

$N_{\text{С.Ш.}}$ – число секций шин, равное 2.

Суммарная мощность КУ, для ПС Университетская схемы 1:

$$Q_{\text{КУ_зима}} = \frac{8,4 - 21 \cdot 0,5}{2} = -1,05 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\text{КУ_лето}} = \frac{7,14 - 17,85 \cdot 0,5}{2} = -0,893 \text{ Мвар}.$$

Так как значения $Q_{\text{КУ_лето}}$ и $Q_{\text{КУ_зима}}$ получились отрицательными, установка КУ не требуется.

Нужно знать значение некомпенсированной реактивной мощности для подстанции, для того, чтобы выбрать силовые трансформаторы и сечения ВЛЭП. Некомпенсированная мощность – это мощность, которую требуется передать по линии до подстанции. Она определяется как:

для зимнего периода:

$$Q_{\text{Неск_зима}} = Q_{\text{max_зима}} - Q_{\text{КУ_зима}}, \quad (10)$$

для летнего периода:

$$Q_{\text{Неск_лето}} = Q_{\text{max_лето}} - Q_{\text{КУ_лето}}, \quad (11)$$

Так как $Q_{\text{КУ_лето}}$ и $Q_{\text{КУ_зима}}$ получились отрицательными, их значения можно принять равные нулю. Тогда некомпенсированная мощность в этом случае будет определяться как:

для зимнего периода:

$$Q_{\text{Неск_зима}} = Q_{\text{max_зима}}, \quad (12)$$

$$Q_{\text{Неск_зима}} = 8,4 \text{ Мвар}.$$

для летнего периода:

$$Q_{\text{Неск_лето}} = Q_{\text{макс_лето}}, \quad (13)$$

$$Q_{\text{Неск_лето}} = 7,14 \text{ Мвар.}$$

2.5 Выбор сечения линии электропередачи и их конструктивное исполнение

Сечение провода – наиважнейший параметр линии. Если увеличиваются сечения проводов, то повышаются затраты на ее сооружение и отчисления от них, одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год [2].

Для воздушных линий высокого напряжения используют стандартные сталеалюминевые провода (АС), формируемые из стальной центральной части, одного или нескольких прутков стальной проволоки и двух прутков алюминиевой проволоки диаметром от 0,6 до 5 мм в зависимости от общего сечения алюминия провода [2].

В работе, сечение провода ВЛ определяется методом экономических токовых интервалов. Алгоритм расчёта:

1) Расчёт максимального тока, протекающего по линии по формуле:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (14)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – поток полной мощности в ВЛ, МВА;

U – номинальное напряжение ВЛ, кВ;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей, шт.

$$I_{\text{max}} = \frac{22,62}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,059 \text{ кА.}$$

2) Определить расчётное значение тока линии по формуле:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{max}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (15)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, о.е (для ВЛ 110-220 кВ, равен 1,05);

α_t – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы (для ВЛ 35-330 кВ, при $T_{\max} > 5200$ ч, равен 1,2).

$$I_{расч} = 0,059 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 0,075 \text{ кА.}$$

Выбираем провод марки АС сечение провода равное 120 мм².

Рассчитаем ток в послеаварийном режиме – отключение одной из двух цепей:

$$I_{п/ав} = \frac{22,62}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 0,15 \text{ кА.}$$

Провод марки АС сечением провода равное 120 мм² уже не подходит. Выбираем АС 240 мм².

Таблица 5 – Расчётный ток и токи в послеаварийных режимах

Марка провода	Расчетный ток, А	Ток в п/ав режиме, А	Длительно-допустимый ток, А
АС-240/32	75	150	605

2.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов и автотрансформаторов является средняя активная мощность и не скомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор [2]:

$$S_{pi} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{тр} \cdot k_3},$$

(16)

где P_{cp} – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность в зимний период, МВАр;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора, для потребителей первой категории принимается равным 0,7;

n_{mp} – число установленных трансформаторов на подстанции.

Находим мощность трансформаторов для ПС Университетская, а также сделаем расчёт на оптимальный коэффициент и послеаварийный коэффициент загрузки [2].

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{ср.зим}^2 + Q_{ср.зим}^2}}{n_{mp} \cdot k_3}, \quad (17)$$

$$S_p = \frac{\sqrt{(17,5 + 7)^2}}{2 \cdot 0,7} = 13,463 \text{ МВА.}$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов [10]. По нашему расчету, к установке принимаем трансформатор ТДН–16000/110.

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту загрузки, значение должно лежать в пределах от 0,5 до 0,75.

$$k_3 = \frac{\sqrt{P_{ср.зим}^2 + Q_{ср.зим}^2}}{n_{mp} \cdot S_{Тном}}, \quad (18)$$

$$k_3 = \frac{\sqrt{(17,5 + 7)^2}}{2 \cdot 16} = 0,55.$$

Послеаварийный коэффициент загрузки трансформаторов ПС нужно определять для случая, когда один из двух трансформаторов выйдет из строя. Значение послеаварийного коэффициента загрузки, лежит в пределах от 1,1 до 1,4.

$$k_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{ср.зим}^2 + Q_{ср.зим}^2}}{(n_{mp} - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (19)$$

$$k_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{(17,5 + 7)^2}}{1 \cdot 16} = 1,18.$$

2.7 Анализ конкурентно-способных вариантов сети

Для расчёта режима электрической сети, используем программный комплекс RastrWin. Эта программа, предназначена не только для расчёта

режима, также с ее помощью можно моделировать многие элементы энергосистемы: трансформаторы, анцапфы, шунтирующие реакторы, статические компенсаторы, и т.д. Студенческая версия RastrWin позволяет работать с различными схемами, но с ограничением до 60 узлов [5].

Целесообразно рассмотреть вариант подключения ПС Университетская №1, так как длина его линии составляет 2х3,7 км, в то время как длина линии варианта №2 составляет 2х11 км, и проходит через мост, что делает строительство более затруднительным. Источником питания в первом варианте рассматривается ПС «Русская». Во втором варианте ПС «Патрокл». Более детальное сравнение вариантов можно будет сделать несколько позже, благодаря режимному анализу сети, для каждой из конфигураций.

На рисунке 4 показан результат расчета установившегося режима первого варианта в ПВК RastrWin 3.

На рисунке 5 показан результат расчета установившегося режима второго варианта в ПВК RastrWin 3.

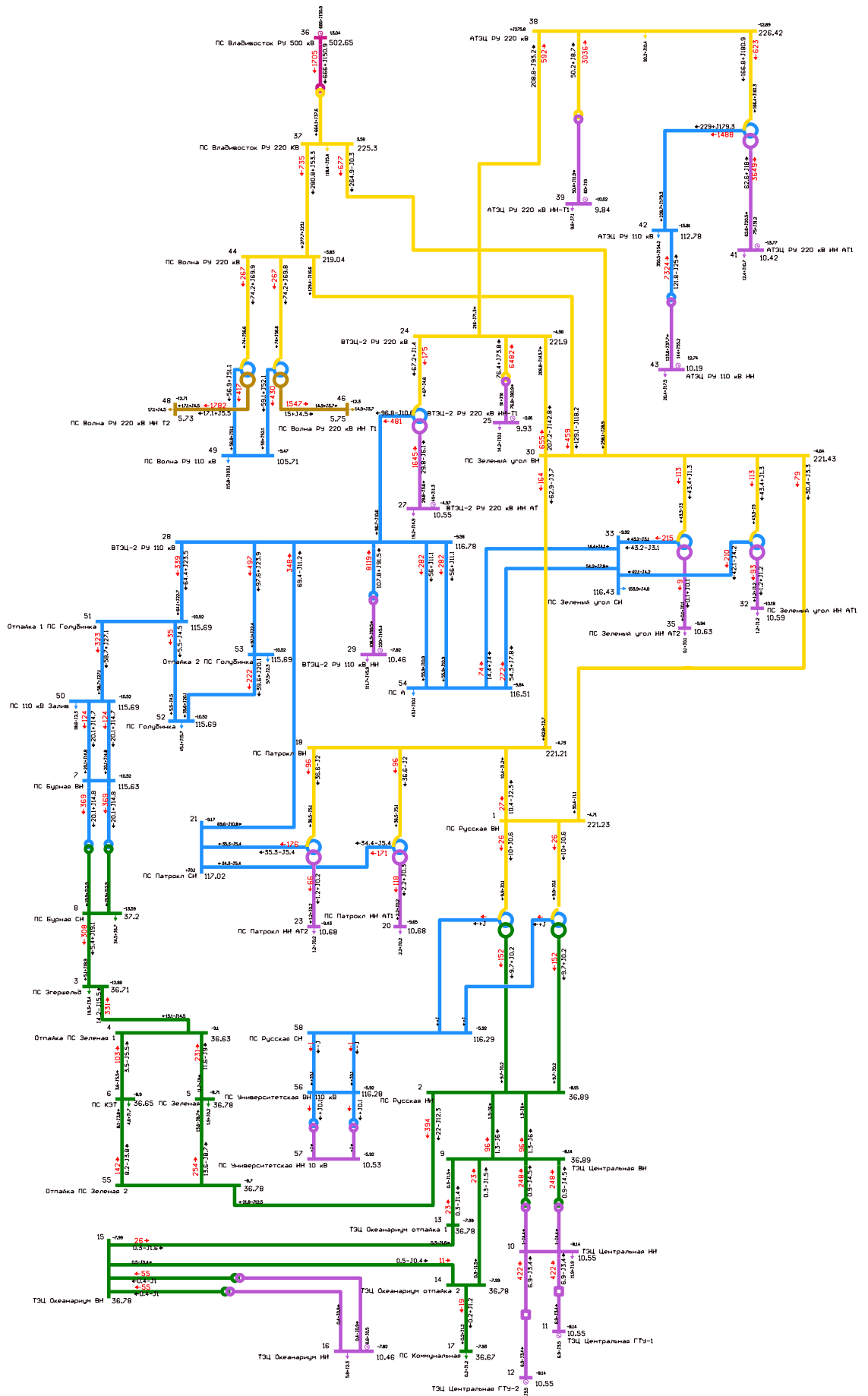


Рисунок 4 – Установившийся режим вариант сети №1

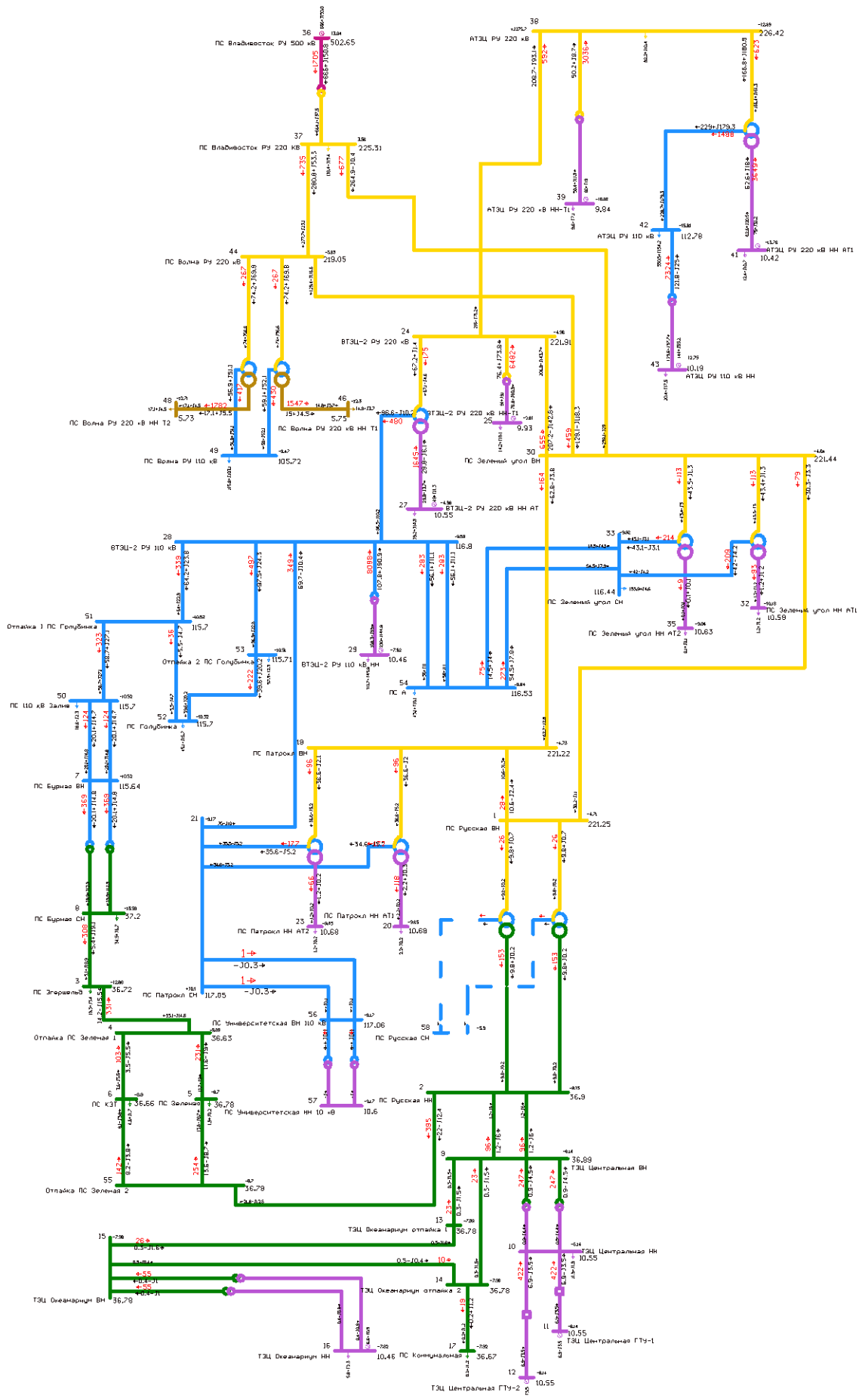


Рисунок 5 – Установившийся режим вариант сети №2

Имея данные установившихся режимов обоих вариантов, можно сделать более подробное сравнение. Значения напряжений варианта №1 в таблице 6.

Таблица 6. Значения напряжений в узлах варианта №1.

Название узла	Значение напряжения, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Русская ВН	221,23	0,56
ПС Русская СН	116,28	5,41
ПС Русская НН	36,89	5,71
ПС Университетская ВН	116,28	5,71
ПС Университетская НН	10,53	5,29
ПС Коммунальная	36,67	4,77
ТЭЦ Центральная ВН	36,89	5,40
ТЭЦ Центральная НН	10,55	5,50
ТЭЦ Океанариум ВН	36,78	5,08
ТЭЦ Океанариум НН	10,46	4,60
ПС Зелёная	36,78	5,07
ПС КЭТ	36,65	4,73

По данной таблице можно сделать вывод о том, что напряжения лежат в допустимых пределах.

Значения напряжений варианта №2 в таблице 7.

Таблица 7. Значения напряжений в узлах варианта №2.

Название узла	Значение напряжения, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Русская ВН	221,25	0,57
ПС Русская СН	-	-
ПС Русская НН	36,90	5,42
ПС Университетская ВН	117,06	6,42
ПС Университетская НН	10,60	5,99
ПС Коммунальная	36,67	4,77
ТЭЦ Центральная ВН	36,89	5,40
ТЭЦ Центральная НН	10,55	5,50
ТЭЦ Океанариум ВН	36,78	5,08
ТЭЦ Океанариум НН	10,46	4,60

Название узла	Значение напряжения, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Зелёная	36,78	5,08
ПС КЭТ	36,66	4,73
ПС Патрокл ВН	221,22	0,55
ПС Патрокл СН	117,05	6,41
ПС Патрокл НН	10,68	6,81

Напряжения также находятся в допустимых пределах.

Сравним потери в обоих вариантах.

Таблица 8. Потери варианта №1.

Напряжение	Потери, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансфор-ах, МВт	Потери на корону, МВт	Потери XX трансфор-ов, МВт
35	1.72	1.64	0	0	0.09
110	3.83	1.2	2.04	0	0.6
220	20.63	17.41	1.65	0.56	1.02
500	1.85	0	1.79	0	0.07

Таблица 9. Потери варианта №2.

Напряжение	Потери, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансфор-ах, МВт	Потери на корону, МВт	Потери XX трансфор-ов, МВт
35	1.74	1.71	0	0	0.012
110	3.92	1.33	2.23	0	0.68
220	22.54	18.11	1.88	0.61	1.33
500	2.10	0	1.93	0	0.093

По полученным данным, рассчитанных в ПВК RastrWin 3, можно сказать, что в рассматриваемых вариантах конфигурации сетей, напряжения в узлах соответствуют норме. При сравнении обоих вариантов выявлено, что значения отклонений напряжения лучше у первого варианта.

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Чтобы обосновать выдвинутое решение при проектировании электрических сетей, нужно на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, оценить их сравнительную эффективность. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

На данном этапе по итогам расчёта необходимо выбрать один из двух вариантов схем.

3.1 Расчёт капиталовложений

Капиталовложения – это расходы, необходимые для сооружения энергетических объектов. Они определяются по укрупненным стоимостным показателям (УСП) линий и подстанций с применением индексов пересчета на дату разработки проектных материалов [21].

Определение стоимости строительства по УСП в текущем (прогнозном) уровне цен осуществляется с применением индексов на капитальные вложения (коэффициент инфляции).

Капитальные вложения в сооружение электрической сети определяются:

$$K_{\Sigma} = K_{ПС} \cdot K_{зонПС} + K_{ВЛ} \cdot K_{зонВЛ}, \quad (20)$$

где $K_{зонПС}$ и $K_{зонВЛ}$ – зональные коэффициенты ПС и ВЛ соответственно.

$$K_{зонПС} = 1,3;$$

$$K_{зонВЛ} = 1,4.$$

Капиталовложения на строительство ПС определяется по формуле:

$$K_{ПС} = (\Sigma K_{ПС} + S \cdot K_{осв}) \cdot K_{инфл}, \quad (21)$$

где $\Sigma K_{ПС}$ – стоимость подстанции в целом;

$K_{инфл}$ – коэффициент инфляции, принимаем равным 4,28.

В стоимость ПС входят постоянные капиталовложения, затраты на покупку силовых трансформаторов и затраты на компенсирующие устройства и затраты на сооружение ОРУ:

$$\Sigma K_{ПС} = K_{тр} + K_{ку} + K_{ору} + K_{пост}, \quad (22)$$

где $K_{тр}$ – стоимость трансформатора, зависит от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{ку}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ору}$ – стоимость ОРУ, зависит от схем РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на строительство ВЛ:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot L_{\Sigma} + S \cdot L_{\Sigma} \cdot K_{осв} + K_{прос} \cdot L_{\Sigma}) \cdot K_{инфл}, \quad (23)$$

где K_0 – удельная стоимость на сооружение 1 км линии, принимается равным 1000 тыс. руб./км;

L_{Σ} – длина трассы, км;

S – площадь отвода земель для опор, принимается равным 50 м²;

$K_{осв}$ – стоимость земли, принимается равным 25 руб./м²;

$K_{прос}$ – затраты на вырубку просеки, равны 95 тыс. руб./км.

Все коэффициенты определяются по справочным данным.

Средства на оплату за землю при изъятии земельного участка для строительства ПС и ВЛ ($K_{осв}$) определяются исходя из нормативной цены земли. Для Дальнего Востока $K_{осв}$ на 2000г. составляет 25 руб./м².

Стоимость трансформаторов берётся в зависимости от номинальной мощности, а также с учётом количества установленных трансформаторов на подстанции. Чтобы найти капиталовложения на сооружение подстанции, необходимо просуммировать все затраты. Сечение провода и число цепей будет напрямую влиять на цену за линию.

Расчёт капиталовложений варианта № 1 и варианта № 2 приведены в приложении В. Результаты расчёта сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Капиталовложения

Вариант № 1			Варианта № 2		
$K_{ПС}$, тыс.руб.	$K_{ВЛ}$, тыс.руб.	ΣK , тыс.руб.	$K_{ПС}$, тыс.руб.	$K_{ВЛ}$, тыс.руб.	ΣK , тыс.руб.
310700	74270	507900	310700	220800	713100

3.2 Расчёт издержек

Издержки – это выраженные в денежной форме затраты, обусловленные расходом разных видов экономических ресурсов в процессе производства и обращения продукции.

Издержки на амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

$$I_{ам} = K_{\Sigma} \cdot \alpha_{ам}, \quad (24)$$

где $\alpha_{ам}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для основных средств, находятся как:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (25)$$

где $T_{сл}$ – срок службы

$$T_{сл} = 20 \text{ лет.}$$

Эксплуатационные издержки – затраты на капитальный и текущий ремонт и эксплуатационное обслуживание.

$$I_{эксpl} = \alpha_{эксpl.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{эксpl.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (26)$$

где $\alpha_{эксpl}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию линий и ПС.

Расчет амортизационные отчислений и эксплуатационных издержек также представлен в приложении В. Результаты отражены в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнение издержек

Вариант № 1			Варианта № 2		
$I_{ам}$, тыс.руб.	$I_{экспл}$, тыс.руб.	Суммарные издержки, тыс.руб.	$I_{ам}$, тыс.руб.	$I_{экспл}$, тыс.руб.	Суммарные издержки, тыс.руб.
25400	18930	44330	35650	20100	55750

Таким образом, проделанные расчеты показали, что стоимость реализации строительства ПС «Университетская» и ее подключения к схеме внешнего электроснабжения составляют 507900 млн. руб при этом издержки на амортизацию основного оборудования составят 25400 тыс.руб/год, а на его эксплуатацию 18930 тыс.руб/год.

В дальнейшем окончательно принимаем для расчета вариант №1.

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ УНИВЕРСИТЕТСКАЯ

4.1 Конструктивное исполнение подстанции

Распределительные устройства будут выполнены открытого типа, следовательно, на открытом воздухе будет и всё оборудование. Стоит отметить некоторые особенности ОРУ [16]:

- 1) Все аппараты располагаются на невысоких основаниях;
- 2) По территории ОРУ предусматриваются проезды, для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования;
- 3) Ошиновка может быть гибкой, токопроводы крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах, или жёсткой, шины крепятся с помощью опорных изоляторов на железобетонных стойках;
- 4) Кабели оперативных цепей, релейной защиты, цепей управления, автоматики и воздухопроводы прокладывают в лотках из железобетонных конструкций без заглубления их в почву, или в металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ.

Преимущества ОРУ перед ЗРУ:

- 1) Меньше объём строительных работ, так как необходимы лишь подготовка площадки, устройство дорог, сооружение фундаментов и установка опор, в связи с этим уменьшается время сооружения и стоимость ОРУ;
- 2) Легче выполняется расширение и реконструкция;
- 3) Все аппараты доступны для наблюдения.

Из недостатков стоит отметить, что при низких температурах менее удобны в обслуживании, а аппараты подвержены пылевому загрязнению и колебаниям температур.

4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

Когда выбираем схему ПС, следует учитывать число присоединений, требования по надёжности электроснабжения потребителей и возможности перспективного развития. Также следует стремиться к максимальному

упрощению схемы подстанции, используя минимальное число выключателей.

На тупиковых подстанциях напряжением 35-220 кВ в радиальных резервированных сетях используется схема РУ сдвоенный блок линия – трансформатор с неавтоматической ремонтной перемычкой. Для распределительного устройства 110 кВ, выбираем схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

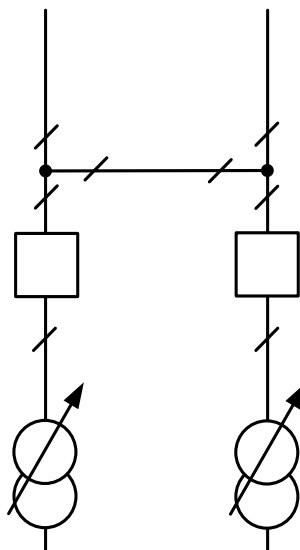


Рисунок 4 – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

4.3 Расчет токов короткого замыкания

В данном дипломном проекте проектируется двухцепная ЛЭП 110 кВ ПС «Русская» – ПС «Университетская». В качестве примера производится расчет токов КЗ на ПС «Университетская».

Расчет ТКЗ нужен для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания, для выбора уставок и оценки возможного действия релейной защиты и автоматики, для выявления действия токов нулевой последовательности линии электропередачи на линии связи, а также для выбора заземляющих устройств.

Расчет ТКЗ произведен в ПВК RasrtWin 3.

Схема замещения электроэнергетической системы представляет собой совокупность схем замещения ее отдельных элементов, соединенных между

собой в той же последовательности, что и на расчетной схеме. Для проведения расчётов ТКЗ необходимо иметь расчётную схему электрической сети, рассматриваемой энергосистемы. На основе расчетной схемы составляют схему замещения электроэнергетической системы.

Для выполнения расчётов необходимо составление схемы замещения и расчёт её параметров. Параметры элементов схем замещения в ПК RastrWin 3 задаются в именованных единицах (Ом, кВ) без приведения значений параметров расчетных схем к одной ступени напряжения сети и с учетом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Для того, чтобы произвести расчёт токов короткого замыкания, необходимо определить параметры генераторов ТЭЦ «Центральной» и ТЭЦ «Океанариум», а также «ВТЭЦ-2» и «АТЭЦ»

Таблица 12 - Данные генераторов ТЭЦ Центральная и ТЭЦ Океанариум

Параметр	Вид ГТУ типа GPB 70
Активная мощность, МВт	6
cosφ	0,8
Полная мощность, МВА	7,5
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток, кА	0,412
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, X''d о.е.	0,119
Реактивное сопротивление обратной последовательности, Xd'2. (о.е.)	0,172
Реактивное сопротивление нулевой последовательности, Xd0. (о.е.)	1,71

Таблица 13 - Данные генераторов для АТЭЦ

Параметр	Тип генератора ТВФ-100-2УЗ
Активная мощность, МВт	100
$\cos\varphi$	0,8
Полная мощность, МВА	137,5
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток, кА	7,56
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, X''_d о.е.	0,189
Реактивное сопротивление обратной последовательности, $X_{d'2}$. (о.е.)	0,271
Реактивное сопротивление нулевой последовательности, X_{d0} . (о.е.)	2,04

Таблица 14 - Данные генераторов для ВТЭЦ - 2

Параметр	Тип генератора ТВФ-120-2УЗ
Активная мощность, МВт	120
$\cos\varphi$	0,8
Полная мощность, МВА	125
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток, кА	6,875
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, X''_d о.е.	0,192
Реактивное сопротивление обратной последовательности, $X_{d'2}$. (о.е.)	0,278
Реактивное сопротивление нулевой последовательности, X_{d0} . (о.е.)	1,907

Расшифровка букв в типе генератора:

Т – турбогенератор;

В – турбогенератор с водородным охлаждением;

Ф – форсированное охлаждение ротора;

Первое число – номинальная активная мощность в МВт;

У – для районов с умеренным климатом;

З – для работы в закрытых помещениях с естественной циркуляцией.

Необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора (на примере данных генератора ВТЭЦ-2):

$$X_G = \frac{X_d'' \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (27)$$

$$X_G = \frac{0,192 \cdot 10,5^2}{125} = 0,169 \text{ Ом.}$$

где X_d'' – продольное сверхпереходное сопротивление, Ом;

$U_{\text{НОМ}}^2$ – номинальное напряжение генератора, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$ – полная мощность генератора, МВА.

Аналогичным способом определяются реактивные сопротивления обратной последовательности и нулевой.

ЭДС генератора находится по формуле:

$$E_G = E_*'' \cdot U_{\text{НОМ}}, \quad (28)$$

где E_*'' – среднее значение сверхпереходной ЭДС. Для турбогенераторов мощность до 100 МВт. Для турбогенераторов мощность 100 – 500 МВт

$$E_*'' = 1,13.$$

$$E_G = 1,13 \cdot 10,5 = 11,86 \text{ кВ.}$$

Таблица 15 – Исходные данные генераторов

Узел	Название	X , Ом	X_2 , Ом	X_0 , Ом	E , кВ
1	в.ген.ТЭЦ Центральная ГТУ-1	1,749	2,528	25,137	11,34
2	в.ген.ТЭЦ Центральная ГТУ-2	1,749	2,528	25,137	11,34
3	в.ген.ТЭЦ Океанариум НН	1,749	2,528	25,137	11,34
4	в.ген. ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ НН-Т1	0,169	0,245	1,682	11,86
5	в.ген. ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ НН-АТ	0,169	0,245	1,682	11,86
6	в.ген. ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ НН	0,169	0,245	1,682	11,86

Узел	Название	$X, \text{Ом}$	$X_2, \text{Ом}$	$X_0, \text{Ом}$	$E, \text{кВ}$
7	в.ген. АТЭЦ РУ 220 кВ НН-Т1	0,152	0,217	1,636	11,86
8	в.ген. АТЭЦ РУ 220 кВ НН-АТ1	0,152	0,217	1,636	11,86
9	в.ген. АТЭЦ РУ 110 кВ НН	0,152	0,217	1,636	11,86

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай КЗ.

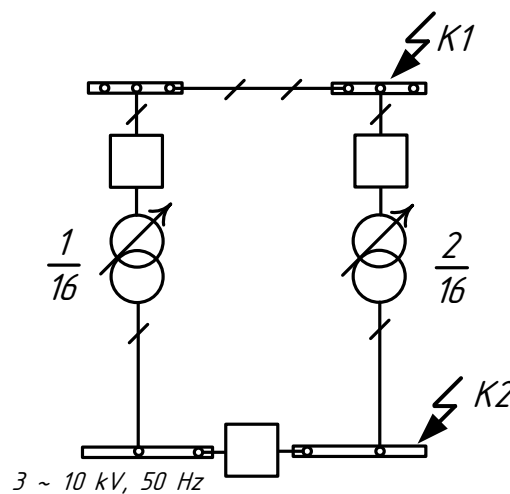


Рисунок 5 – Расчетные точки КЗ

Для учета подпитки от нагрузки необходимо ввести генераторы и сопротивления нагрузок.

Определяем реактивные сопротивления прямой последовательности нагрузок:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{Нагр}}}, \quad (29)$$

где $U_{\text{НОМ}}^2$ – номинальное напряжение нагрузки из среднего ряда, кВ;

$S_{\text{Нагр}}$ – полная мощность нагрузки, МВА.

ЭДС нагрузки находится по формуле:

$$E_H = 0,85 \cdot U_{\text{НОМ}}, \quad (30)$$

Таблица 16 – Результаты расчета ТКЗ

ПС «Университетская»	Ток трехфазного КЗ, кВ
ВН	4,28
НН	8,43

По таблице 1.8 [20], следует выбрать постоянную времени затухания на шинах ПС. Для шин 220 кВ постоянная времени затухания, T_a , равна 0,05 с, для шин 110 кВ – 0,04 с, для шин 10 кВ – 0,03 с.

Ударный ток на ПС «Университетская» находим по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right), \quad (31)$$

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 4,28 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}} \right) = 10,77 \text{ кА},$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 8,43 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 20,46 \text{ кА}.$$

Рассчитанные значения ударного тока на высокой и низкой сторонах ПС «Университетская» приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Значения ударного тока на ПС «Университетская»

	ВН	НН
$i_{уд}, \text{кА}$	10,77	20,46

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (32)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 4,28 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,04}} = 4,71 \text{ кА},$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 8,43 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 8,52 \text{ кА}.$$

Мощность короткого замыкания в начальным момент короткого замыкания:

$$S_{K3.VH} = \sqrt{3} \cdot U_{VH} \cdot I_{ПО.КЗ}, \text{ МВА}, \quad (33)$$

$$S_{K3.VH} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 4,28 = 815,45 \text{ МВА}.$$

Значения мощности КЗ на ПС «Университетская» сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Значения мощности КЗ в начальный момент времени на ПС «Университетская»

	ВН	НН
$S_{K3.VH}, \text{ МВА}$	815,45	146

Максимальный рабочий ток РУ 110 кВ, А:

$$I_{p.max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{PY}}, \quad (34)$$

где S_m – мощность силового трансформатора на подстанции, кВАр;

U_{PY} – класс напряжения распределительного устройства, кВ;

$$I_{p.max} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 64 \text{ А}.$$

В таблице 19 приведены значения максимального рабочего тока на ПС «Университетская».

Таблица 19 – Значения максимального рабочего тока на ПС «Университетская»

	ВН	НН
$I_{p.max}, \text{ А}$	84	925

Подробный расчет ТКЗ В ПВК RastrWin 3 приведен в приложение В.

4.4 Выбор оборудования

4.4.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с

встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами [21].

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [21].

Для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

Шкаф КРУ состоит из жесткого металлического корпуса, внутри него располагается вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен на отсеки с металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. На выкатной тележке установлен выключатель с приводами. В верхней и нижней частях тележки располагаются подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинным и линейным неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъёмные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

В нашей бакалаврской работе рационально принять КРУ серии К-59ХЛ1. В них мы устанавливаем вакуумный выключатель. Приведем основные характеристики ячеек КРУ в таблице 20.

Таблица 20. Характеристика ячейки КРУ

Параметр	Тип КРУ
	К-59ХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток, А: сборных шин шкафов	1000; 1600; 2000; 3150 630; 1000; 1600
Номинальный ток отключения, кА	20; 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	51; 81
Термическая стойкость, кА/с	20/3; 31,5/3
Тип выключателя	ВКЭ; ВК; ВВЭ-М; ВВПВ; ВБЭК; ВБЭМ; ВВ/TEL; LF1; FG1
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный
Обслуживание шкафов	Одностороннее
Масса транспортного блока из шести ячеек, кг	6500

4.4.2 Выбор и проверка выключателей

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

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

Требования, предъявляемые к выключателям:

- 1) Надежное отключение токов любой величины - от десятков ампер до номинального тока отключения;
- 2) Быстрота действия, то есть наименьшее время отключения;
- 3) Пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения: возможность

пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше: удобство ревизии и осмотра контактов и механической части: взрыво- и пожаробезопасность:

4) Удобство транспортировки и обслуживания.

Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение. Выключатели выбираются исходя из класса напряжения, а также по максимальному рабочему току.

Для того чтобы проверить выключатель на термическую стойкость необходимо рассчитать тепловой импульс:

$$B_k = I_{K3}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (35)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Время отключения находится из выражения:

$$t_{откл} = t_{P3} + t_{ОВ}, \quad (36)$$

где t_{P3} – время действия релейной защиты, с (для $U_H = 35-750$ кВ, $t_{P3} = 2,3$ с, для $U_H = 6-10$ кВ, $t_{P3} = 1,8$ с);

$t_{ОВ}$ время отключения выключателя (по каталогу).

Тепловой импульс:

$$B_k = 4,28^2 \cdot (2,3 + 0,03 + 0,04) = 43,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное значение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (37)$$

где $\beta_{ном}$ – относительное содержание апериодической составляющей тока КЗ ($\beta_{ном} = 47\%$) [23].

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47}{100} \cdot 40 = 26,587 \text{ кА}.$$

Для установки на стороне ВН выбираем элегазовый выключатель 145 РМ 40. Тип привода – пружинный.

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателей на высокой стороне, а также условия их выбора приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{ВН}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс.ВН}}$	$I_{\text{макс.ВН}} = 84 \text{ А}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}} \geq I^{(3)}_{\text{ПО.К1}}$	$I^{(3)}_{\text{ПО.К1}} = 4,28 \text{ кА}$
$I_{\text{пр.СКВ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.СКВ}} \geq I^{(3)}_{\text{ПО.К1}}$	$I^{(3)}_{\text{ПО.К1}} = 4,28 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.СКВ}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} \geq i_{\text{уд.К1}}$	$i_{\text{уд.К1}} = 10,77 \text{ кА}$
$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{откл}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 43,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I^{(3)}_{\text{ПО.К1}}$	$I^{(3)}_{\text{ПО.К1}} = 4,28 \text{ кА}$
$i_{\text{а.НОМ}} = 26,587 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{а.К1}}$	$i_{\text{а.К1}} = 4,71 \text{ кА}$

Для установки в КРУ выбираем вакуумный выключатель ВВЭ-М-10-40. Он встраивается в КРУ напряжением 10 кВ.

Тепловой импульс:

$$B_{\text{к}} = 8,43^2 \cdot (1,8 + 0,03 + 0,03) = 132,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50}{100} \cdot 40 = 28,28 \text{ кА}.$$

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НН}}$	$U_{\text{НН}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс.НН}}$	$I_{\text{макс.НН}} = 925 \text{ А}$
$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I^{(3)}_{\text{ПО.К2.Р}}$	$I^{(3)}_{\text{ПО.К2.Р}} = 8,43 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.К2.Р}}$	$i_{\text{уд.К2.Р}} = 20,46 \text{ кА}$
$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{откл}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 138,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По результатам расчетов, выбранные выключатели в соответствии с условиями и могут быть приняты к установке.

4.4.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва обесточенной цепи высокого напряжения, а также заземления отключённых участков при помощи стационарных заземлителей как с одной стороны, так и с двух сторон для безопасного ремонта электрооборудования [21].

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, за исключением отсутствия проверки отключающей способности, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Для ОРУ–110 кВ выбираем разъединители РПВ.1-110/2000 УХЛ1 и РПВ.2-110/2000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{ВН}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max.ВН}}$	$I_{\text{max.ВН}} = 84 \text{ А}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{удк1}} = 10,77 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 43,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По результатам расчетов, выбранный разъединитель соответствует условиям и могут быть приняты к установке.

4.4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных

ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ. Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора. Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (38)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (39)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{пров} = R_{пров}$. В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаем трехканальные щитовые цифровые

амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 24. Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K), \quad (40)$$

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГФ 110 – УХЛ1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	9	9	9
ИТОГО		24	14	24

$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока.

$\sum r_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{24}{1^2} = 24 \text{ Ом}, \quad (41)$$

где $\sum S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05 \text{ Ом}$. Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (42)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 25.

Таблица 25 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
220	100 - 150
110	75 - 100
10	10 - 75

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 24 + 0,595 + 0,05 = 24,645 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 26.

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 84 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 30 \text{ Ом}$	$Z_2 = 24,645 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 120 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,77 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 43,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq В_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТЛК – 10-3.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	РА194І-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	9	9	9
ИТОГО		24	14	24

Расчет производим аналогично.

$Z_{2ном} = 2,6$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока.

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне НН.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{24}{5^2} = 0,96 \text{ Ом}, \quad (43)$$

где $\sum S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_k = 0,05$ Ом. Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (44)$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k = 0,96 + 0,07 + 0,05 = 1,08 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 28.

Таблица 28 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_P = 925 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,46 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 2700 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 132,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq В_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.4.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- 1) по напряжению установки;
- 2) по конструкции и схеме соединения;
- 3) по классу точности;
- 4) по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \quad (45)$$

где $S_{НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{ расч.}}$.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{доп}} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2H} \geq S_{2\text{ расч}}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН ПС «Университетская» выбираем трансформатор напряжения ЗНОМ-110 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 30.

Таблица 30 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число приборов	S_{Σ} , ВА
Амперметр	РА 194I	4	3	2
Вольтметр	ЩП 120П-4,0- 220 ВВУ	5,5	3	16,5
Частотомер	СС 3020-Н	4	1	4
Ваттметр	СТ 3021-5	5	3	15
Варметр	СТ 3021-5	5	3	15
Фазометр	Д5781	5	3	15
Счетчик	СЕ302	9	8	72
Синхроноскоп	Э1550	3	1	3
Итого				142,5

$$S_p = 142,5 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 31.

Таблица 31 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 142,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 32.

Таблица 32 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число приборов	S_{Σ} , ВА
Амперметр	РА 194I	4	3	2
Вольтметр	ЩП 120П- 4,0-220 ВВУ	5,5	3	16,5
Частотомер	СС 3020-Н	4	1	4
Ваттметр	СТ 3021-5	5	3	15
Варметр	СТ 3021-5	5	3	15
Фазометр	Д5781	5	3	15
Счетчик	СЕ302	9	8	72
Синхроноскоп	Э1550	3	1	3
Итого				142,5

$$S_p = 142,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 33.

Таблица 33 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_H$
$S_H = 150 \text{ ВА}$	$S_p = 142,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.4.6 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Выбор мощности рабочих трансформаторов с. н. производится с учетом числа и мощности потребителей с.н. Точный перечень всех потребителей определяется при реальном проектировании после разработки тепломеханической части электростанции и всех ее вспомогательных устройств.

В учебном проектировании с достаточной точностью можно определить нагрузку $P_{с.н.мах}$ и расход электроэнергии $W_{с.н.}$ ориентировочно по таблице 34 [16].

Таблица 34 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с. н.

Тип электроустановки	$P_{с.н.}/P_{уст.}, \%$	$W_{с.н.}/W_{выр.}$	K_c
Подстанция: -тупиковая	50-200 кВт	—	—
-узловая	200-500 кВт	—	—

Используя данные таблицы 34, можно определить необходимую мощность с.н., кВт:

$$S_{с.н.} \geq P_{с.н.мах} \cdot k_c \quad (46)$$

Так как подстанция тупиковая, выполненная по простой схеме, с небольшим числом присоединений примем:

$$S_{с.н.} \geq 200 \text{ кВт.}$$

Примем к установке трансформатор марки ТЛС-200. Трансформатор сухой с литой изоляцией мощностью 200 кВА.



Рисунок 6 – ТСН ТЛС-200

4.4.7 Выбор гибкой ошиновки

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 кВ т.к. распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 84 А, следовательно, принимаем сечение провода для данного напряжения ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 605 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется тк шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на схлестывание не требуется.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (47)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода 1,18 (см).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ (кВ/см)}.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (48)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимается 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{1,18}} = 13,8 \text{ (кВ/см)}.$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (49)$$

$$14,7 \leq 28,52.$$

Неравенство выполняется, следовательно, выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

4.4.8 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ

В КРУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не

применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен:

$$I_{p.\max HH} = 925 \text{ А.}$$

Выбираем двухполосную алюминиевую шину прямоугольного сечения

$$50 \times 5 \text{ мм, } S = 250 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}} = 1180 \text{ А.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (50)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,13218 \cdot 10^6}}{91} = 4 \text{ мм}^2, \text{ что меньше принятого сечения.}$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5 \text{ м}$.

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (51)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}} = 111,12.$$

где J - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{0,5 \cdot 5^3}{12} = 5,21 \text{ см}^4.$$

q - поперечное сечение выбранной шины, см^2

Значение f_0 должно быть меньше 200 Гц.

Определяем максимальное усилие приходящееся на один метр длины шины (Н/м):

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{y0}^2}{a}, \quad (52)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами, равное 0,4 (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20460^2}{0,4} = 181,05 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}}, \quad (53)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{181,05 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,08} = 19,58 \text{ МПа.}$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен:

$$W_{\phi} = b \cdot h^2 \frac{1}{6}, \quad (54)$$

$$W_{\phi} = \frac{0,5 \cdot 5^2}{6} = 2,08 \text{ (см}^3\text{)}.$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 82$ МПа, следовательно напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

4.4.9 Выбор ОПН

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОПН} \geq U_{НСЕТИ}$$

Принимаем первоначально ОПН – 110 УХЛ1 номинальным напряжением 110 кВ

$$110 \geq 110$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{\text{нРОПН}} \geq U_{\text{нРСЕТИ}}$$

Для данного типа ОПН согласно паспортным данным наибольшее рабочее напряжение составляет 77 кВ, наибольшее фазное напряжение сети составляет:

$$U_{\text{нРСЕТИ}} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,7$$

$$77 \geq 72,7$$

Определяем энергию пропускаемую ОПН во время грозового импульса:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \quad (55)$$

где U - величина неограниченных перенапряжений;

$U_{\text{ост}}$ - остающееся напряжение на ограничителе (222 кВ);

Z - волновое сопротивление линии Ом;

T - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (56)$$

$$U = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 224,9 \text{ кВ.}$$

где U_0 - напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности;

l - длина защитного подхода.

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (57)$$

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 10,99 \text{ мкс.}$$

где β - коэффициент затухания волны;

c - скорость распространения волны.

$$\mathcal{E} = \left(\frac{224,9 - 222}{415} \right) \cdot 222 \cdot 2 \cdot 10,99 = 34 \text{ (кДж)}.$$

Согласно паспортным данным энергия поглощаемая данным типом ОПН составляет 220 кДж следовательно данный тип ОПН оставляем.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/73/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА
110	91	77	10

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	15	12	10	24

4.4.10 Выбор высокочастотных заградителей на стороне 110 кВ

По напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-400 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного заградителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 37.

Таблица 37 – Выбор и проверка заградителя 110 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	400	84	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток КЗ $I_{КЗ}$ (кА)	14	4,28	$I_{КЗ} \geq I_{ПО}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	25,5	10,77	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

Данный тип заградителя принимаем для установки на обе цепи ВЛ.

4.4.11 Выбор и проверка опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (58)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}, \quad (59)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 120$ мм. Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{20460^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 104,72 \text{ Н.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} = \frac{120 + 8 + 100 / 2}{120} = 1,446.$$

Проверка: $F_{расч.} = 104,72 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н}.$

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

4.4.12 Выбор опор

При выборе типов опор необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 110 кВ не реже 1 раз в 10 лет [28].

Исходя из расчетного сечения провода АС-240/32 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем тип промежуточных опор «стальная промежуточная двухцепная свободная опора ВЛ 110 кВ (П110-6)» и тип анкерных опор «стальная анкерная угловая двухцепная свободная опора ВЛ 110 кВ (У110-2).

Для выбранного типа опор принимается:

1. длина габаритного пролета $l_{габ}=330 \text{ м};$
2. длина весового пролета $l_{вес}=400 \text{ м};$
3. длина ветрового пролета $l_{вет}=330 \text{ м}.$

5 ГРОЗОУПОРНОСТЬ ВЛЭП И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

Всякое кратковременное значительное повышение напряжения принято называть перенапряжением.

5.1 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 110 кВ «Русская - Университетская»

Показателем грозоупорности линии является число ее грозовых отключений.

Эффективность грозозащиты определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии:

- 1) удар молнии в опору (трос возле опоры);
- 2) удар молнии в трос в середине пролета;
- 3) удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Определяем среднюю высоту подвеса троса по формуле:

$$h_{cp} = h_{mp} - \frac{2}{3} \cdot f_{mp}, \quad (60)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса на опоре;

f_{mp} – стрела провеса троса, определяется по формуле:

$$f_{mp} = h_{mp} - H_{\Gamma} - (h_{np}^B - h_{np}^H) - h_{mp(np)}, \quad (61)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса, $h_{mp} = 31$ м;

H_{Γ} – высота габарита (минимальное расстояние между системой провод – земля), $H_{\Gamma} = 6$ м; [16]

h_{np}^B – высота подвеса верхнего провода, $h_{np}^B = 26,1$ м;

h_{np}^H – высота подвеса нижнего провода, $h_{np}^H = 22,1$ м;

$h_{mp(np)}$ – высота подвеса троса над проводом, $h_{mp(np)} = 6,5$ м.

$$f_{mp} = 31 - 6 - (26,1 - 22,1) - 6,5 = 14,5 \text{ м,}$$

$$h_{cp} = 31 - \frac{2}{3} \cdot 14,5 = 21,33 \text{ м.}$$

1) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в опору (искровой разряд).

Общее число ударов молнии в опору определяем по формуле:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{np}}, \quad (62)$$

где N – общее число ударов молнии на 100 км линии, определяется по формуле:

Так как $h_{cp} < 30$ м, то

$$N = 0,2 \cdot P_0 \cdot \left(\frac{h_{mp(np)}}{2} + 5 \cdot h_{cp} - \frac{2 \cdot h_{cp}^2}{30} \right), \quad (63)$$

где P_0 – плотность разряда линии на землю, определяется по формуле:

$$P_0 = 0,05 \cdot N_{Г.Д}, \quad (64)$$

$$P_0 = 0,05 \cdot 20 = 1.$$

$$N = 0,2 \cdot 1 \cdot \left(\frac{0}{2} + 5 \cdot 21,33 - \frac{2 \cdot 21,33^2}{30} \right) = 15,265.$$

$$N_{ОП} = 4 \cdot 15,265 \cdot \frac{31}{330} = 5,736.$$

Определяем вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору (искровой разряд) по формуле:

$$P_{ОП} = e^{-0,04 \cdot I_{KP}}, \quad (65)$$

где I_{KP} – критический ток молнии, определяется по формуле:

$$I_{KP} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h_{on}}, \quad (66)$$

где $U_{50\%}$ – пятидесятипроцентное разрядное напряжение, $U_{50\%} = 736,885$ кВ;

R_u – импульсное сопротивление заземлителя опоры, $R_u = 15$ ом;

δ – коэффициент, зависящий от количества тросов, $\delta = 0,3$.

$$I_{KP} = \frac{736,885}{15 + 0,3 \cdot 31} = 30,324 \text{ кА.}$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 30,324} = 0,2973.$$

Определим вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу по формуле:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{l_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \quad (67)$$

где U – длительное наибольшее рабочее напряжение, для 110 кВ: $U = 126$ кВ;

$l_{разр}$ – длина разрядного пути, $l_{разр} = 1,27$ м.

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{126}{0,854} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 1,29.$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в опору определяем по формуле:

$$n_{on} = N_{on} \cdot P_{on} \cdot \eta \cdot (1 - P_{АПВ}), \quad (68)$$

$$n_{on} = 5,736 \cdot 0,297 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,75) = 0,384$$

2) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета.

Число ударов молнии в трос определяется по формуле:

$$N_{mp} = N \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot h_{mp}}{l_{np}} - P_{\alpha} \right), \quad (69)$$

где P_{α} – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту,

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D}} \cdot \left(\frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{mp.cp} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right), \quad (70)$$

$$P_{\alpha} = 2,307 \times 10^{-4}.$$

где D - вспомогательный коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$D = 1 + U_{ном} \cdot \frac{h_{mp.cp}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{ном}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{np.cp}}{r_{np}} \right)} \right)^3,$$

(71)

$$D = 1,012.$$

ΔS - горизонтальное смещение провода относительно троса, равное 2,1 м.

$$N_{TP} = 15,256 \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot 31}{330} - 2,307 \cdot 10^{-4} \right) = 12,259,$$

Определяем вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в трос в середине пролета по формуле:

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot a_{кр}}, \quad (72)$$

где $a_{кр}$ - критическая крутизна фронта тока молнии, приводящая к перекрытию изоляции трос-провод, определяется по формуле:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot E_{cp}^{max} \cdot \Delta h \cdot v}{Z_{тр} \cdot (1 - k) \cdot l}, \quad (73)$$

где E_{cp}^{max} - среднее значение максимальной напряженности

электрического поля в воздушном промежутке трос – провод, $E_{cp}^{max} = 750$

кВ/м;

Δh – расстояние между тросом и проводом по вертикали, $\Delta h = 4,85$ м;

ν – скорость распространения волны;

Z_{mp} – волновое сопротивление коронирующего троса, $Z=318,918$

Ом;

k – коэффициент связи электромагнитный, определяется по формуле:

$$k = \frac{\kappa_z}{\beta}, \quad (74)$$

где κ_z – геометрический коэффициент связи, определяем по табл. П 16.2 [16];

β – коэффициент затухания электромагнитной волны, определяемый по формуле:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{mp.cp} \cdot E_{cp}}{U_{50\%}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{mp.cp}}{r_{np}}}}, \quad (75)$$

где E_{cp} – средняя напряженность электрического поля, $E_{cp} = 21$ кВ/см;

r_{np} – радиус провода, равный 0,0118 м:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 31 \cdot 21}{126}}{\ln \frac{2 \cdot 31}{0,0118}}} = 0,567.$$

Определяем геометрический коэффициент связи по формуле:

Скорость распространения волны определим по формуле:

$$\nu = c \cdot \beta, \quad (76)$$

где ν – скорость света, $\nu = 3 \cdot 10^8$ м/с

$$\nu = 3 \cdot 10^8 \cdot 0,567 = 1,7 \cdot 10^8 \text{ м/с.}$$

Определяем критическую крутизну фронта тока молнии, приводящую к перекрытию изоляции трос-провод по формуле:

$$a_{KP} = \frac{2 \cdot 750 \cdot 11,62 \cdot 1,7 \cdot 10^8}{481,39 \cdot (1 - 0,321) \cdot 330} = 28,697 \text{ кВ/мкс.}$$

Вероятность импульсного перекрытия изоляционного промежутка трос-провод определяется по формуле:

$$P_{mp} = e^{-0,08 \cdot 28,697} = 0,1.$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета определяется по формуле:

$$n_{mp} = N_{mp} \cdot P_{mp} \cdot \eta \cdot (1 - P_{АПВ}), \quad (77)$$

$$n_{mp} = 3,522 \cdot 10^{-3} \cdot 0,646 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,75) = 0,0005.$$

3) Определение удельного числа отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту.

Удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту определяется по формуле:

$$n_{np} = N_{np} \cdot P_{np} \cdot \eta, \quad (78)$$

где N_{np} – число прорывов молнии на 100 км линии;

P_{np} – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту, определяется по формуле:

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (79)$$

где $I_{кр}$ – критическое значение тока молнии, приводящее к перекрытию изоляции, определяется по формуле:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_2}, \quad (80)$$

где Z_2 – волновое сопротивление коронирующего провода, определяется по формуле:

$$Z_2 = \beta_{np} \cdot Z_{np}$$

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp,np}}{r_{np}}, \quad (81)$$

где $h_{cp,np}$ – средняя высота подвеса проводов, $h_{cp} = 21,33$ м

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 21,33}{0,0118} = 491,584 \text{ Ом.}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 3436}{276,073} = 24,893 \text{ кА.}$$

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot 1} = 24,893 = 0,369.$$

Число прорывов молнии на 100 км линии определяем по формуле:

$$N_{np} = N \cdot P_{\alpha}, \quad (82)$$

$$N_{np} = 15,683 \cdot 1,694 \cdot 10^{-4} = 0,00266.$$

Вероятность перекрытия при ударе молнии в молниеотвод гирлянды на порталах

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{он}}, \quad (83)$$

$$I_{он} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{подв.}}{R_u} = 2080, \quad (84)$$

где $l_{подв.}$ - высота подвеса гирлянды на линейном портале;

R_u - импульсное сопротивление заземлителя, равное 15 Ом.

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot 175,24} = 0,0009.$$

5.2 Молниезащита ОРУ 110 кВ подстанции «Университетская»

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС 110 кВ из-за разрядов в ОРУ, год

$$T_{ПУ} = \frac{1}{N_{ПУ}}, \quad (85)$$

где $N_{ПУ}$ - число перекрытий при прямых ударах молнии, определяется по формуле:

$$N_{IIY} = P_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta_{np} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{np} + \eta_{on} \cdot P_{on}) \cdot 10^{-6}, \quad (86)$$

где P_0 - плотность разряда молнии на землю;

a_T и b_T - длина и ширина ОРУ, соответственно равная 55 и 40 км;

$R_{\text{экв}}$ - эквивалентная ширина, с которой собираются все боковые разряды, определяется в зависимости от высоты самого высокого сооружения на ОРУ, в нашем случае $h_c = 11$ м, что меньше 30 м, следовательно, формула для определения $R_{\text{экв}}$ выглядит следующим образом:

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (87)$$

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot 11 - \frac{2 \cdot 11^2}{30} = 46,93 \text{ м.}$$

η_{np} и η_{on} - вероятности перехода импульсного перекрытия изоляции в дугу тока промышленной частоты, соответственно при разрядах молнии в РУ, минуя молниеотводы (прорыв в зону) и при обратных перекрытиях, равное 0,9;

P_{α} - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниезащиту;

$P_{np} = 0,369$ - вероятная доля опасности грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственных грозовых разрядах в ошиновке ОРУ.

Удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту определяем по формуле:

$$n_{np} = 2,656 \cdot 10^{-3} \cdot 0,369 \cdot 0,092 = 0,09 \times 10^{-3},$$

Суммарное удельное число отключения линии при ударе молнии, определяется по формуле:

$$n_{\text{вл}} = n_{on} + n_{np} + n_{np}, \quad (88)$$

$$n_{\text{вл}} = 4,069 \cdot 10^{-9} + 0,114 + 0,09 \cdot 10^{-3} = 0,114$$

Нормативное удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту согласно: $n_{пр}^{норм} = 0,5$. Расчетное значение удельного числа отключения линии меньше нормативного, следовательно, тросовая защита надежно защищает воздушную линию от ударов молнии.

$$N_{пв} = 1 \cdot (0,06 + 2 \cdot 46,93)(0,11 + 2 \cdot 46,93)(0,092 \cdot 0,005 \cdot 0,369 + 0,092 \cdot 0) \cdot 10^{-6} = 1,5 \times 10^{-6}$$

Для проверки эффективности грозозащиты определяем среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ОРУ:

$$T_{пв} = \frac{1}{N_{пв}}, \quad (89)$$

$$T_{пв} = \frac{1}{1,5 \cdot 10^{-6}} = 665,7 \times 10^3 \text{ лет.}$$

Для нормального функционирования сети 110 кВ эта цифра должна быть не менее 1000 лет.

Подробный расчет грозоупорности и молниезащиты приведен в приложении Г.

6 ЗАЩИТА ДВУХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

- Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.
- Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.
- Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.
- Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.
- Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На подстанции Университетская 110/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 16 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

6.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (90)$$

Где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099 \text{ А}.$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.ТТ.Н}}}, \quad (91)$$

где $K_{\text{тр.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$, $I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{тр.ТТ.ВН}} = 300 / 5 = 60,$$

$$K_{\text{тр.ТТ.НН}} = 3000 / 5 = 600.$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{210}{60} = 3,5 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{2099}{600} = 3,5 \text{ А}.$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \geq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = 3,5 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А,}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = 3,5 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А.}$$

6.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 7. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

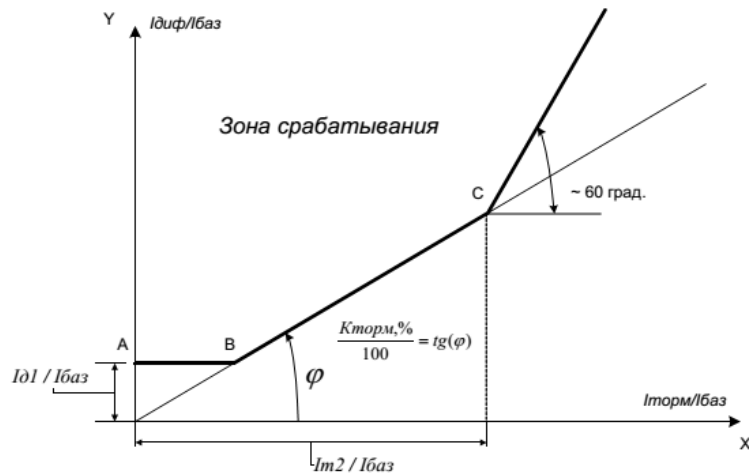


Рисунок 7 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}, \%$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (92)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (93)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^*, \quad (94)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^*, \quad (95)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^*, \quad (96)$$

где $I'_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{выр}$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{расч}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{нб.расч} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (97)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч} / K_{сн.т.} \quad (98)$$

$$K_{торм} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{т2}/I_{баз}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагруженном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{т}/I_{баз}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{т}/I_{баз}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{т2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

6.3 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч*}}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение.

Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 3,5 \text{ о.е.}$

6.4 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (99)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [22] для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб,макс}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 287 = 957 \text{ A}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 3154 = 1051 \text{ A}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (100)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{957} = 4,4 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^3}{1051} = 3,6 > 1,5$$

6.5 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.



Рисунок 8 – Газовое реле Бухгольца

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйными элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное

масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном $(1\div 2)$ % в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

7 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

7.1 Расчёт максимального режима

Максимальный режим работы энергосистемы приходится на зимнее время года, когда нагрузка потребителя максимальна. Это связано с уменьшением длительности светового дня, что в свою очередь влияет на осветительную нагрузку, снижение температуры окружающей среды, отопительный сезон, и прочее.

Результат расчёта максимального режима:

Таблица 38 – Значения напряжений в узлах

Название Узла	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Русская ВН	221.24	0.56
ПС Русская НН	36.88	5.38
ПС Эгершельд	36.71	4.88
Отпайка ПС Зеленая 1	36.62	4.62
ПС Зеленая	36.76	5.04
ПС КЭТ	36.64	4.69
ПС Бурная ВН	115.63	5.11
ПС Бурная СН	37.2	6.28
ТЭЦ Центральная ВН	36.88	5.36
ТЭЦ Центральная НН	10.55	5.46
ТЭЦ Центральная ГТУ-1	10.55	5.46
ТЭЦ Центральная ГТУ-2	10.55	5.46
ТЭЦ Океанариум отпайка 1	36.76	5.02
ТЭЦ Океанариум отпайка 2	36.76	5.02
ТЭЦ Океанариум ВН	36.76	5.02
ТЭЦ Океанариум НН	10.46	4.6
ПС Коммунальная	36.65	4.72
ПС Патрокл ВН	221.22	0.55
ПС Патрокл нейтраль АТ1	222.7	1.23
ПС Патрокл НН АТ1	10.68	6.78
ПС Патрокл СН	117.03	6.39
ПС Патрокл нейтраль АТ2	222.71	1.23
ПС Патрокл НН АТ2	10.68	6.79
ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ	221.91	0.87
ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ НН-Т1	9.93	-0.67
ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ нейтраль АТ	222.23	1.01
ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ НН АТ	10.55	5.5
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ	116.78	6.16

Продолжение таблицы 38

Название Узла	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ НН	10.46	4.6
ПС Зеленый угол ВН	221.43	0.65
ПС Зеленый угол нейтраль АТ1	221.61	0.73
ПС Зеленый угол НН АТ1	10.59	5.85
ПС Зеленый угол СН	116.43	5.84
ПС Зеленый угол нейтраль АТ2	221.62	0.74
ПС Зеленый угол НН АТ2	10.63	6.32
ПС Владивосток РУ 500 кВ	502.65	0.53
ПС Владивосток РУ 220 кВ	225.32	2.42
АТЭЦ РУ 220 кВ	226.42	2.92
АТЭЦ РУ 220 кВ НН-Т1	9.84	-1.6
АТЭЦ РУ 220 кВ Нейтраль АТ1	214.58	-2.46
АТЭЦ РУ 220 кВ НН АТ1	10.42	4.2
АТЭЦ РУ 110 кВ	112.78	2.53
АТЭЦ РУ 110 кВ НН	10.19	1.9
ПС Волна РУ 220 кВ	219.06	-0.43
ПС Волна РУ 220 кВ Нейтраль Т1	201.13	-8.58
ПС Волна РУ 220 кВ НН Т1	5.75	-4.21
ПС Волна РУ 220 кВ Нейтраль Т2	201.13	-8.58
ПС Волна РУ 220 кВ НН Т2	5.73	-4.5
ПС Волна РУ 110 кВ	105.72	-3.89
ПС 110 кВ Залив	115.69	5.17
Отпайка 1 ПС Голубинка	115.69	5.17
ПС Голубинка	115.69	5.17
Отпайка 2 ПС Голубинка	115.69	5.18
ПС А	116.51	5.92
Отпайка ПС Зеленая 2	36.76	5.04
ПС Университетская ВН 110 кВ	116.26	5.69
ПС Университетская НН 10 кВ	10.13	1.31
ПС Русская СН	116.26	5.69
ПС Русская Нейтраль АТ1	221.03	0.47
ПС Русская Нейтраль АТ2	221.03	0.47

Таблица 39 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название	Токовая нагрузка, %
Отпайка ПС Зеленая 1 - ПС КЭТ	42.5
Отпайка ПС Зеленая 2 - ПС КЭТ	43.9
ПС Русская НН - Отпайка ПС Зеленая 2	72.1
ПС Русская СН - ПС Университетская ВН 110 кВ	55.8
ПС Русская СН - ПС Университетская ВН 110 кВ	55.8
Отпайка ПС Зеленая 1 - ПС Зеленая	48.9

Название	Токовая нагрузка, %
Отпайка ПС Зеленая 2 - ПС Зеленая	53.6
ТЭЦ Океанариум отпайка 1 - ТЭЦ Центральная ВН	26.8
ТЭЦ Океанариум ВН - ТЭЦ Океанариум отпайка 1	26.8
ТЭЦ Океанариум отпайка 2 - ТЭЦ Океанариум ВН	35.1
ТЭЦ Океанариум отпайка 2 - ПС Коммунальная	45.6
ТЭЦ Центральная ВН - ТЭЦ Океанариум отпайка 2	26.7
ТЭЦ Центральная ВН - ПС Русская НН	50.4
ТЭЦ Центральная ВН - ПС Русская НН	50.4
ПС Эгершельд - Отпайка ПС Зеленая 1	60.8
ПС Бурная СН - ПС Эгершельд	57.7
ПС 110 кВ Залив - ПС Бурная ВН	42.9
ПС 110 кВ Залив - ПС Бурная ВН	42.9
Отпайка 1 ПС Голубинка - ПС 110 кВ Залив	43.9
АТЭЦ РУ 220 кВ - ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ	65.2
ПС А - ПС Зеленый угол СН	55.1
ПС А - ПС Зеленый угол СН	54.5
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - ПС А	53.4
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - ПС А	53.4
Отпайка 2 ПС Голубинка - ПС Голубинка	40.5
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - Отпайка 2 ПС Голубинка	57.3
Отпайка 1 ПС Голубинка - ПС Голубинка	46.7
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - Отпайка 1 ПС Голубинка	45.9
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - ПС Патрокл СН	42.6
ПС Русская ВН - ПС Патрокл ВН	63.8
ПС Зеленый угол ВН - ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ	66.8
ПС Зеленый угол ВН - ПС Патрокл ВН	70.4
ПС Зеленый угол ВН - ПС Русская ВН	63.5
ПС Зеленый угол ВН - ПС Волна РУ 220 кВ	65.4
ПС Владивосток РУ 220 кВ - ПС Зеленый угол ВН	79.4
ПС Владивосток РУ 220 кВ - ПС Волна РУ 220 кВ	73.5

Напряжения в узлах, в максимальном режиме, остаются в допустимых нормах. Регулирование напряжения понадобилось только на низкой стороне проектируемой подстанции Университетская, за счет установки анцапфы.

7.2 Расчёт послеаварийных режимов

Послеаварийный режим, это такой режим, при котором выходит из строя какая-либо часть системы, линия или трансформатор, или приведённая единица выведена в ремонт. Параметры такого режима могут в значительной

степени отличаются от нормального режима энергосистемы, в этом случае следует оптимизировать установившейся режим [5].

Рассмотрим следующий аварийный случай, когда отключается одна из двух линий Русская – Университетская.

Результат расчёта аварийного режима:

Таблица 40 – Значения напряжений в узлах

Название Узла	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Русская ВН	221.24	0.56
ПС Русская НН	36.88	5.38
ПС Эгершельд	36.71	4.88
Отпайка ПС Зеленая 1	36.62	4.62
ПС Зеленая	36.76	5.04
ПС КЭТ	36.64	4.69
ПС Бурная ВН	115.63	5.11
ПС Бурная СН	37.2	6.28
ТЭЦ Центральная ВН	36.88	5.36
ТЭЦ Центральная НН	10.55	5.46
ТЭЦ Центральная ГТУ-1	10.55	5.46
ТЭЦ Центральная ГТУ-2	10.55	5.46
ТЭЦ Океанариум отпайка 1	36.76	5.02
ТЭЦ Океанариум отпайка 2	36.76	5.02
ТЭЦ Океанариум ВН	36.76	5.02
ТЭЦ Океанариум НН	10.46	4.6
ПС Коммунальная	36.65	4.72
ПС Патрокл ВН	221.22	0.55
ПС Патрокл нейтраль АТ1	222.7	1.23
ПС Патрокл НН АТ1	10.68	6.78
ПС Патрокл СН	117.03	6.39
ПС Патрокл нейтраль АТ2	222.71	1.23
ПС Патрокл НН АТ2	10.68	6.79
ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ	221.91	0.87
ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ НН-Т1	9.93	-0.67
ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ нейтраль АТ	222.23	1.01
ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ НН АТ	10.55	5.5
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ	116.78	6.16
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ НН	10.46	4.6
ПС Зеленый угол ВН	221.43	0.65
ПС Зеленый угол нейтраль АТ1	221.61	0.73
ПС Зеленый угол НН АТ1	10.59	5.85
ПС Зеленый угол СН	116.43	5.84
ПС Зеленый угол нейтраль АТ2	221.62	0.74

Название Узла	Напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Зеленый угол НН АТ2	10.63	6.32
ПС Владивосток РУ 500 кВ	502.65	0.53
ПС Владивосток РУ 220 кВ	225.32	2.42
АТЭЦ РУ 220 кВ	226.42	2.92
АТЭЦ РУ 220 кВ НН-Т1	9.84	-1.6
АТЭЦ РУ 220 кВ Нейтраль АТ1	214.58	-2.46
АТЭЦ РУ 220 кВ НН АТ1	10.42	4.2
АТЭЦ РУ 110 кВ	112.78	2.53
АТЭЦ РУ 110 кВ НН	10.19	1.9
ПС Волна РУ 220 кВ	219.06	-0.43
ПС Волна РУ 220 кВ Нейтраль Т1	201.13	-8.58
ПС Волна РУ 220 кВ НН Т1	5.75	-4.21
ПС Волна РУ 220 кВ Нейтраль Т2	201.13	-8.58
ПС Волна РУ 220 кВ НН Т2	5.73	-4.5
ПС Волна РУ 110 кВ	105.72	-3.89
ПС 110 кВ Залив	115.69	5.17
Отпайка 1 ПС Голубинка	115.69	5.17
ПС Голубинка	115.69	5.17
Отпайка 2 ПС Голубинка	115.69	5.18
ПС А	116.51	5.92
Отпайка ПС Зеленая 2	36.76	5.04
ПС Университетская ВН 110 кВ	116.26	5.69
ПС Университетская НН 10 кВ	10.13	1.31
ПС Русская СН	116.26	5.69
ПС Русская Нейтраль АТ1	221.03	0.47
ПС Русская Нейтраль АТ2	221.03	0.47

Таблица 41 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название	Токовая нагрузка, %
Отпайка ПС Зеленая 1 - ПС КЭТ	42.5
Отпайка ПС Зеленая 2 - ПС КЭТ	43.9
ПС Русская НН - Отпайка ПС Зеленая 2	72.1
ПС Русская СН - ПС Университетская ВН 110 кВ	56.3
ПС Русская СН - ПС Университетская ВН 110 кВ	-
Отпайка ПС Зеленая 1 - ПС Зеленая	48.9
Отпайка ПС Зеленая 2 - ПС Зеленая	53.6
ТЭЦ Океанариум отпайка 1 - ТЭЦ Центральная ВН	26.8
ТЭЦ Океанариум ВН - ТЭЦ Океанариум отпайка 1	26.8
ТЭЦ Океанариум отпайка 2 - ТЭЦ Океанариум ВН	35.1
ТЭЦ Океанариум отпайка 2 - ПС Коммунальная	45.6
ТЭЦ Центральная ВН - ТЭЦ Океанариум отпайка 2	26.7

Название	Токовая нагрузка, %
ТЭЦ Центральная ВН - ПС Русская НН	50.4
ТЭЦ Центральная ВН - ПС Русская НН	50.4
ПС Эгершельд - Отпайка ПС Зеленая 1	60.8
ПС Бурная СН - ПС Эгершельд	57.7
ПС 110 кВ Залив - ПС Бурная ВН	42.9
ПС 110 кВ Залив - ПС Бурная ВН	42.9
Отпайка 1 ПС Голубинка - ПС 110 кВ Залив	43.9
АТЭЦ РУ 220 кВ - ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ	65.2
ПС А - ПС Зеленый угол СН	55.1
ПС А - ПС Зеленый угол СН	54.5
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - ПС А	53.4
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - ПС А	53.4
Отпайка 2 ПС Голубинка - ПС Голубинка	40.5
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - Отпайка 2 ПС Голубинка	57.3
Отпайка 1 ПС Голубинка - ПС Голубинка	46.7
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - Отпайка 1 ПС Голубинка	45.9
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - ПС Патрокл СН	42.6
ПС Русская ВН - ПС Патрокл ВН	63.8
ПС Зеленый угол ВН - ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ	66.8
ПС Зеленый угол ВН - ПС Патрокл ВН	70.4
ПС Зеленый угол ВН - ПС Русская ВН	63.5
ПС Зеленый угол ВН - ПС Волна РУ 220 кВ	65.4
ПС Владивосток РУ 220 кВ - ПС Зеленый угол ВН	79.4
ПС Владивосток РУ 220 кВ - ПС Волна РУ 220 кВ	73.5

Напряжения в узлах, во всех послеаварийных режимах, остались практически не изменены по сравнению с нормальным режимом, не потребовалось и регулирования напряжения. Потери мощности и напряжения в линии, при отключении 1 из 2 ВЛ, минимальны.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

8.1 Безопасность

8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы, связанные со строительством ВЛ 110 кВ «Русская – Университетская» и ПС «Университетская» рассмотрены согласно [18].

Работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование.

Перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести вводный инструктаж и первичный инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы.

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

- 1) соответствующее медицинское освидетельствование;
- 2) обучение безопасным методам труда;
- 3) проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;
- 4) стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

По окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”.

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах.

Лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке.

Нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается.

Все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, спец обувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм.

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

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

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

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

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

8.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 110 кВ «Русская – Университетская»

Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 110 кВ «Русская – Университетская» рассматривается согласно [18].

На участке, где выполняются работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи опасные для окружающих, следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения,

назначать дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в тёмное время достаточно освещены.

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

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

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

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

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

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

8.2 Экологичность

8.2.1 Расчёт санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции

На открытом воздухе на территории подстанции установлено два трансформатора. Следует определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории [1].

Исходные данные приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Исходные данные

Количество автотрансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность автотрансформатора, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
1	2	3	4	5
2	Трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха	16	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории и времени суток, принимаем $L_A = 45$ дБА, см. Приложение Б [1].

Определяем шумовые характеристики источников шума. В зависимости от типовой мощности, класса номинального напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем корректирующий уровень звуковой мощности одного трансформатора, принимаем $L_{WA} = 88$ дБА, см. Приложение Г [1].

На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука. Тогда $L_A = DU_{L_A}$, $R = R_{\min}$.

Суммарный уровень шума:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot DY_{L_A}} \right), \quad (101)$$

где n – количество источников шума.

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \left(\sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 88} \right) = 91 \text{ дБА}.$$

Определяем минимальное расстояние, на котором трансформаторная подстанция должна находиться от границы территории жилой застройки, на которой выполняется санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{WA\Sigma} - L_A)}}{2\pi}}, \quad (102)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (91 - 45)}}{2\pi}} = 79,6 \text{ м}.$$

Вывод: в результате решения получено минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, которое в данном случае равно 79,6 м. Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей ПС.

8.2.2 Защита от загрязнений трансформаторным маслом

Защита окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом на подстанции «Университетская» осуществляется в соответствии с [13].

На проектируемой подстанции «Университетская» принимаются к установке два трансформатора ТДН-16000/110 с массой масла 12800 кг. Согласно ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100 %

масла, содержащегося в корпусе автотрансформатора. Маслоприемники могут выполняться с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень и без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений, 50 % масла и полное количество воды должно удаляться не более чем за 0,25 часа. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки, должна осуществляться полная или частичная замена гравия. Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторах должна проверяться работа маслоотводов и заполнение аварийной емкости. Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избежанию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Маслоприемник должен проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Работы по регенерации трансформаторного масла, его осушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. Запрещается слив масла в открытые

сливные люки, а также во время грозы. Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании. Слив масла из трансформаторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, согласно «Нормы технического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», предусмотрено сооружение под трансформатором маслосборников. Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла трансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

8.3 Чрезвычайные ситуации

8.3.1 Обеспечение пожарной безопасности на подстанции «Университетская»

Рассматриваем обеспечение пожарной безопасности на подстанции «Университетская» согласно [13].

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна [13].

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

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

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

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

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

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

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

е) лопатой совковой в количестве одной;

ж) ящиком с песком (1 шт.).

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

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

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

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

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

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара подстанции «Университетская» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта [11].

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

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

8.3.2 Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов подстанции «Университетская»

На подстанции установлено два трансформатора ТДН-16000/110, масса трансформаторного масла в одном трансформаторе - 12800 кг.

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

При открыто установленных трансформаторах, между ними необходимо установить разделительные перегородки. Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего напряжения. Перегородки устанавливаются за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между трансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были решены следующие задачи: проведен анализ существующей сети и его оборудования, составлены варианты развития электрической сети, выбрана схема распределительного устройства, номинальная мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на подстанции. Определено сечение ВЛ питающей ПС «Университетская», проделан выбор основного электротехнического оборудования, для двух вариантов рассчитаны капитальные вложения и выбран оптимальный вариант. Определены требуемые меры безопасности и экологичности в области охраны окружающей среды, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

Анализ

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности : Метод. указ. к практ. занят. / А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
2. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : Учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2008. – 715 с.
3. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник. Том 3. / В.Г. Герасимов, А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский и др. – 9-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
4. Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей / В.Г. Гловацкий, И.В. Пономарев. – «Энергомашвин», 2004. – 260 с.
5. Казакул, А.А. Алгоритмы задач электроэнергетики : Метод. указан. по выполн. лаб. раб. / А.А. Казакул. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 134 с.
6. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для сузов. – М.: Мастерство, 2002. – 320 с.
7. Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2003.
8. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
9. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1973. – 584 с.
10. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И.Т. Крючков.– М.: Энергоатомиздат, 1989.–608с.

11. Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей распределительных электрических сетей / Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». М.: 2004 г.
12. Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.
13. Попов А.И. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / А.И. Попов. - М.: Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.
14. Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.
15. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
16. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
17. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
18. Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченкуо. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2008. – 238 с.
19. Савина, Н.В. Учебно-методический комплекс по дисциплине «Изоляция и перенапряжение» : Учеб. метод. компл. / Н.В. Савина. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2007. – 134 с.

20. СТО 56947007-29.060.10.006-2008 «Методические указания по расчёту и испытаниям жёсткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ». – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 64 с.

21. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.

22. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

23. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Прогнозирование электрических нагрузок в программе MathCad 15

Подстанция Университетская (по данным программы расчет нагрузок)

$\text{tg}\varphi := 0.4$ - Коэффициент реактивной мощности

$\varepsilon := 0.038$ - относительный прирост эл.нагрузки

$P_{\text{MAX}_3} := 21$ МВт $Q_{\text{MAX}_3} := 8.40$ Мвар

$P_{\text{CP}_3} := 17.50$ МВт $Q_{\text{CP}_3} := 7$ Мвар

$P_{\text{ЭФ}_3} := 20.21$ МВт $Q_{\text{ЭФ}_3} := 8.08$ Мвар

Определяем все мощности на летний период

$P_{\text{MAX}_Л} := 17.85$ МВт $P_{\text{CP}_Л} := 14.88$ МВт $P_{\text{ЭФ}_Л} := 17.18$ МВт

$Q_{\text{MAX}_Л} := 7.14$ Мвар $Q_{\text{CP}_Л} := 5.95$ Мвар $Q_{\text{ЭФ}_Л} := 6.87$ Мвар

Прогноз нагрузок осуществляется с помощью формул сложных процентов.

Прогнозируемая активная мощность:

$P_{\text{CP}_3_прогноз} := P_{\text{CP}_3} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 21.087$ МВт

$P_{\text{CP}_Л_прогноз} := P_{\text{CP}_Л} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 17.93$ МВт

$P_{\text{ЭФ}_3_прогноз} := P_{\text{ЭФ}_3} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 24.353$ МВт

$P_{\text{ЭФ}_Л_прогноз} := P_{\text{ЭФ}_Л} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 20.702$ МВт

$P_{\text{MAX}_3_прогноз} := P_{\text{MAX}_3} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 25.305$ МВт

$P_{\text{MAX}_Л_прогноз} := P_{\text{MAX}_Л} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 21.509$ МВт

Прогнозируемая реактивная мощность:

$Q_{\text{CP}_3_прогноз} := P_{\text{CP}_3_прогноз} \cdot \text{tg}\varphi = 8.435$ Мвар

$Q_{\text{CP}_Л_прогноз} := P_{\text{CP}_Л_прогноз} \cdot \text{tg}\varphi = 7.172$ Мвар

$Q_{\text{ЭФ}_3_прогноз} := P_{\text{ЭФ}_3_прогноз} \cdot \text{tg}\varphi = 9.741$ Мвар

$Q_{\text{ЭФ}_Л_прогноз} := P_{\text{ЭФ}_Л_прогноз} \cdot \text{tg}\varphi = 8.281$ Мвар

$Q_{\text{MAX}_3_прогноз} := P_{\text{MAX}_3_прогноз} \cdot \text{tg}\varphi = 10.122$ Мвар

$Q_{\text{MAX}_Л_прогноз} := P_{\text{MAX}_Л_прогноз} \cdot \text{tg}\varphi = 8.604$ Мвар

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Параметры трансформатора марки ТДЦ - 125000/220: (АТЭЦ РУ 220 кВ)

$$S_{T125} := 125 \quad \text{MVA}$$

$$U_{\text{ВН.125}} := 242 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x125} := 135 \quad \text{кВт} \quad R_{T125} := 1.4 \quad \text{Ом}$$

$$U_{\text{НН.125}} := 10.5 \quad \text{кВ} \quad \Delta Q_{x125} := 625 \quad \text{кВар} \quad X_{T125} := 51.5 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T125} := \frac{\Delta Q_{x125} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН.125}}^2} = 10.672 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T125} := \frac{\Delta P_{x125} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН.125}}^2} = 2.305 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T125} := \frac{U_{\text{НН.125}}}{U_{\text{ВН.125}}} = 0.043$$

Параметры автотрансформатора марки АТДЦТН- 200000/220/110: (АТЭЦ РУ 220 кВ)

$$S_{\text{ат200}} := 200 \quad \text{MVA} \quad U_{\text{сн.200}} := 121 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x200} := 125 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{ВН.200}} := 230 \quad \text{кВ} \quad U_{\text{НН.200}} := 11 \quad \text{кВ} \quad \Delta Q_{x200} := 1000 \quad \text{кВар}$$

$$X_{\text{ат200ВН}} := 30.4 \quad \text{Ом} \quad R_{\text{ат200ВН}} := 0.3 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{ат200сн}} := 0 \quad \text{Ом} \quad R_{\text{ат200сн}} := 0.3 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{ат200НН}} := 54.2 \quad \text{Ом} \quad R_{\text{ат200НН}} := 0.6 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{\text{ат200}} := \frac{\Delta Q_{x200} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН.200}}^2} = 18.904 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{ат200сн}} := \frac{U_{\text{сн.200}}}{U_{\text{ВН.200}}} = 0.526$$

Активная проводимость:

$$G_{\text{ат200}} := \frac{\Delta P_{x200} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН.200}}^2} = 2.363 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{\text{ат200НН}} := \frac{U_{\text{НН.200}}}{U_{\text{ВН.200}}} = 0.048$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Параметры трансформатора марки ТДЦ - 125000/110: (АТЭЦ по РУ 110 кВ)

$$S_{т125} := 125 \quad \text{МВА}$$

$$U_{вн.125} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$U_{нн.125} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{х125} := 120 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta Q_{х125} := 687.5 \quad \text{кВар}$$

$$R_{т125} := 0.37 \quad \text{Ом}$$

$$X_{т125} := 12.3 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{т125} := \frac{\Delta Q_{х125} \cdot 10^3}{U_{вн.125}^2} = 46.957 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{т125} := \frac{\Delta P_{х125} \cdot 10^3}{U_{вн.125}^2} = 8.196 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{т125} := \frac{U_{нн.125}}{U_{вн.125}} = 0.087$$

Параметры автотрансформатора марки АДЦТН- 63000/220/110: (ПС Патрокл)

$$S_{ат63} := 63 \quad \text{МВА}$$

$$U_{вн.63} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$X_{ат63вн} := 104 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ат63сн} := 0 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ат63нн} := 195.6 \quad \text{Ом}$$

$$U_{сн.63} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$U_{нн.63} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$R_{ат63вн} := 1.4 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ат63сн} := 1.4 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ат63нн} := 2.8 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta P_{х63} := 45 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta Q_{х63} := 315 \quad \text{кВар}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{ат63} := \frac{\Delta Q_{х63} \cdot 10^3}{U_{вн.63}^2} = 5.955 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{ат63} := \frac{\Delta P_{х63} \cdot 10^3}{U_{вн.63}^2} = 0.851 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{ат63сн} := \frac{U_{сн.63}}{U_{вн.63}} = 0.526$$

$$K_{ат63нн} := \frac{U_{нн.63}}{U_{вн.63}} = 0.048$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Параметры автотрансформатора марки АДЦТН- 63000/220/110: (ПС Русская)

$S_{\text{ат63}} := 63 \quad \text{MVA}$	$U_{\text{сн.63}} := 121 \quad \text{кВ}$	$\Delta P_{\text{х63}} := 45 \quad \text{кВт}$
$U_{\text{вн.63}} := 230 \quad \text{кВ}$	$U_{\text{нн.63}} := 38.5 \quad \text{кВ}$	$\Delta Q_{\text{х63}} := 315 \quad \text{кВар}$
$X_{\text{ат63вн}} := 104 \quad \text{Ом}$	$R_{\text{ат63вн}} := 1.4 \quad \text{Ом}$	
$X_{\text{ат63сн}} := 0 \quad \text{Ом}$	$R_{\text{ат63сн}} := 1.4 \quad \text{Ом}$	
$X_{\text{ат63нн}} := 195.6 \quad \text{Ом}$	$R_{\text{ат63нн}} := 2.8 \quad \text{Ом}$	

Реактивная проводимость:

$$B_{\text{ат63}} := \frac{\Delta Q_{\text{х63}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.63}}^2} = 5.955 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{ат63сн}} := \frac{U_{\text{сн.63}}}{U_{\text{вн.63}}} = 0.526$$

Активная проводимость:

$$G_{\text{ат63}} := \frac{\Delta P_{\text{х63}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.63}}^2} = 0.851 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{\text{ат63нн}} := \frac{U_{\text{нн.63}}}{U_{\text{вн.63}}} = 0.167$$

Параметры трансформатора марки ТД - 10000/35: (ПС Эгершельд)

$S_{\text{Т10}} := 10 \quad \text{MVA}$	$U_{\text{вн.10}} := 38.5 \quad \text{кВ}$	$\Delta P_{\text{х10}} := 65 \quad \text{кВт}$	$R_{\text{Т10}} := 0.96 \quad \text{Ом}$
	$U_{\text{нн.10}} := 6.3 \quad \text{кВ}$	$\Delta Q_{\text{х10}} := 80 \quad \text{кВар}$	$X_{\text{Т10}} := 11.1 \quad \text{Ом}$

Реактивная проводимость:

$$B_{\text{Т10}} := \frac{\Delta Q_{\text{х10}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.10}}^2} = 53.972 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$G_{\text{Т10}} := \frac{\Delta P_{\text{х10}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.10}}^2} = 43.852 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{\text{Т10}} := \frac{U_{\text{нн.10}}}{U_{\text{вн.10}}} = 0.164$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Параметры трансформатора марки ТМН(ТМ) - 4000/35: (ПС КЭТ)

$$S_{T4} := 4 \quad \text{МВА}$$

$$U_{ВН.4} := 35 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{X4} := 6.7 \quad \text{кВт} \quad R_{T4} := 2.6 \quad \text{Ом}$$

$$U_{НН.4} := 6.3 \quad \text{кВ} \quad \Delta Q_{X4} := 40 \quad \text{кВар} \quad X_{T4} := 23 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T4} := \frac{\Delta Q_{X4} \cdot 10^3}{U_{ВН.4}^2} = 32.653 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T4} := \frac{\Delta P_{X4} \cdot 10^3}{U_{ВН.4}^2} = 5.469 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T4} := \frac{U_{НН.4}}{U_{ВН.4}} = 0.18$$

Параметры трансформатора марки ТМН(ТМ) - 6300/35: (ПС КЭТ)

$$S_{T6.3} := 6.3 \quad \text{МВА}$$

$$U_{ВН.6.3} := 35 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{X6.3} := 9.2 \quad \text{кВт} \quad R_{T6.3} := 1.4 \quad \text{Ом}$$

$$U_{НН.6.3} := 6.3 \quad \text{кВ} \quad \Delta Q_{X6.3} := 56.7 \quad \text{кВар} \quad X_{T6.3} := 14.6 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T6.3} := \frac{\Delta Q_{X6.3} \cdot 10^3}{U_{ВН.6.3}^2} = 46.286 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T6.3} := \frac{\Delta P_{X6.3} \cdot 10^3}{U_{ВН.6.3}^2} = 7.51 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T6.3} := \frac{U_{НН.6.3}}{U_{ВН.6.3}} = 0.18$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Параметры трансформатора марки ТМН(ТМ) - 2500/35: (ПС Зеленая)

$$S_{T2.5} := 2.5 \quad \text{MVA}$$

$$U_{\text{ВН.2.5}} := 35 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x2.5} := 5.1 \quad \text{кВт} \quad R_{T2.5} := 4.6 \quad \text{Ом}$$

$$U_{\text{НН.2.5}} := 6.3 \quad \text{кВ} \quad \Delta Q_{x2.5} := 27.5 \quad \text{кВар} \quad X_{T2.5} := 31.9 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T2.5} := \frac{\Delta Q_{x2.5} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН.2.5}}^2} = 22.449 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T2.5} := \frac{\Delta P_{x2.5} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН.2.5}}^2} = 4.163 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T2.5} := \frac{U_{\text{НН.2.5}}}{U_{\text{ВН.2.5}}} = 0.18$$

Параметры трансформатора марки ТМН(ТМ) - 6300/35: (ПС Коммунальная)

$$S_{T6.3} := 6.3 \quad \text{MVA}$$

$$U_{\text{ВН.6.3}} := 35 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x6.3} := 9.2 \quad \text{кВт} \quad R_{T6.3} := 1.4 \quad \text{Ом}$$

$$U_{\text{НН.6.3}} := 11 \quad \text{кВ} \quad \Delta Q_{x6.3} := 56.7 \quad \text{кВар} \quad X_{T6.3} := 14.6 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T6.3} := \frac{\Delta Q_{x6.3} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН.6.3}}^2} = 46.286 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T6.3} := \frac{\Delta P_{x6.3} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН.6.3}}^2} = 7.51 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T6.3} := \frac{U_{\text{НН.6.3}}}{U_{\text{ВН.6.3}}} = 0.314$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Параметры трансформатора марки ТДНС - 16000/35: (ПС ТЭЦ Океанариум)

$$S_{T16} := 16 \quad \text{MVA}$$

$$U_{ВН.16} := 36.75 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x16} := 18 \quad \text{кВт} \quad R_{T16} := 0.45 \quad \text{Ом}$$

$$U_{НН.16} := 10.5 \quad \text{кВ} \quad \Delta Q_{x16} := 88 \quad \text{кВар} \quad X_{T16} := 8.4 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T16} := \frac{\Delta Q_{x16} \cdot 10^3}{U_{ВН.16}^2} = 65.158 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T16} := \frac{\Delta P_{x16} \cdot 10^3}{U_{ВН.16}^2} = 13.328 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T16} := \frac{U_{НН.16}}{U_{ВН.16}} = 0.286$$

Параметры трансформатора марки ТРДНС - 25000/35: (ПС ТЭЦ Центральная)

$$S_{T25} := 25 \quad \text{MVA}$$

$$U_{ВН.25} := 36.75 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x25} := 25 \quad \text{кВт} \quad R_{T25} := 0.25 \quad \text{Ом}$$

$$U_{НН.25} := 10.5 \quad \text{кВ} \quad \Delta Q_{x25} := 125 \quad \text{кВар} \quad X_{T25} := 5.1 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T25} := \frac{\Delta Q_{x25} \cdot 10^3}{U_{ВН.25}^2} = 92.554 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T25} := \frac{\Delta P_{x25} \cdot 10^3}{U_{ВН.25}^2} = 18.511 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T25} := \frac{U_{НН.25}}{U_{ВН.25}} = 0.286$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Параметры трансформатора марки ТДТН - 40000/110: (ПС Бурная)

$S_{T40} := 40$	MVA	$U_{CH.40} := 38.5$	кВ	$\Delta P_{x40} := 43$	кВт
$U_{BH.40} := 115$	кВ	$U_{HH.40} := 6.6$	кВ	$\Delta Q_{x40} := 240$	кВар
$X_{T40BH} := 35.5$	Ом	$R_{T40BH} := 0.8$	Ом		
$X_{T40CH} := 0$	Ом	$R_{T40CH} := 0.8$	Ом		
$X_{T40HH} := 22.3$	Ом	$R_{T40HH} := 0.8$	Ом		

Реактивная проводимость:

$$B_{T40} := \frac{\Delta Q_{x40} \cdot 10^3}{U_{BH.40}^2} = 18.147 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T40} := \frac{\Delta P_{x40} \cdot 10^3}{U_{BH.40}^2} = 3.251 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{T40CH} := \frac{U_{CH.40}}{U_{BH.40}} = 0.335$$

$$K_{T40HH} := \frac{U_{HH.40}}{U_{BH.40}} = 0.057$$

Параметры автотрансформатора марки АДЦТН - 63000/220/110: (ПС Зеленый угол)

$S_{AT63} := 63$	MVA	$U_{CH.63} := 121$	кВ	$\Delta P_{x63} := 45$	кВт
$U_{BH.63} := 230$	кВ	$U_{HH.63} := 11$	кВ	$\Delta Q_{x63} := 315$	кВар
$X_{AT63BH} := 104$	Ом	$R_{AT63BH} := 1.4$	Ом		
$X_{AT63CH} := 0$	Ом	$R_{AT63CH} := 1.4$	Ом		
$X_{AT63HH} := 195.6$	Ом	$R_{AT63HH} := 2.8$	Ом		

Реактивная проводимость:

$$B_{AT63} := \frac{\Delta Q_{x63} \cdot 10^3}{U_{BH.63}^2} = 5.955 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{AT63} := \frac{\Delta P_{x63} \cdot 10^3}{U_{BH.63}^2} = 0.851 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{AT63CH} := \frac{U_{CH.63}}{U_{BH.63}} = 0.526$$

$$K_{AT63HH} := \frac{U_{HH.63}}{U_{BH.63}} = 0.048$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Параметры трансформатора марки ТДЦ - 125000/220: (ПС ВТЭЦ-2 по РУ 220 кВ)

$$S_{T125} := 125 \quad \text{MVA}$$

$$U_{BH.125} := 242 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{X125} := 135 \quad \text{кВт}$$

$$R_{T125} := 1.4 \quad \text{Ом}$$

$$U_{HH.125} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{X125} := 625 \quad \text{кВар}$$

$$X_{T125} := 51.5 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T125} := \frac{\Delta Q_{X125} \cdot 10^3}{U_{BH.125}^2} = 10.672 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T125} := \frac{\Delta P_{X125} \cdot 10^3}{U_{BH.125}^2} = 2.305 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T125} := \frac{U_{HH.125}}{U_{BH.125}} = 0.043$$

Параметры трансформатора марки ТДЦ - 125000/110: (ПС ВТЭЦ-2 по РУ 110 кВ)

$$S_{T125} := 125 \quad \text{MVA}$$

$$U_{BH.125} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{X125} := 120 \quad \text{кВт}$$

$$R_{T125} := 0.37 \quad \text{Ом}$$

$$U_{HH.125} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{X125} := 687.5 \quad \text{кВар}$$

$$X_{T125} := 12.3 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T125} := \frac{\Delta Q_{X125} \cdot 10^3}{U_{BH.125}^2} = 46.957 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T125} := \frac{\Delta P_{X125} \cdot 10^3}{U_{BH.125}^2} = 8.196 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T125} := \frac{U_{HH.125}}{U_{BH.125}} = 0.087$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Параметры трансформатора марки ТДЦ - 125000/110: (ПС ВТЭЦ-2 по РУ 110 кВ)

$$S_{т125} := 125 \quad \text{MBA}$$

$$U_{вн.125} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{х125} := 120 \quad \text{кВт}$$

$$R_{т125} := 0.37 \quad \text{Ом}$$

$$U_{нн.125} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{х125} := 687.5 \quad \text{кВар}$$

$$X_{т125} := 12.3 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{т125} := \frac{\Delta Q_{х125} \cdot 10^3}{U_{вн.125}^2} = 46.957 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{т125} := \frac{\Delta P_{х125} \cdot 10^3}{U_{вн.125}^2} = 8.196 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{т125} := \frac{U_{нн.125}}{U_{вн.125}} = 0.087$$

Параметры автотрансформатора марки АДЦТН- 125000/220/110: (ПС ВТЭЦ-2 связь между РУ220 и РУ 110 кВ)

$$S_{ат125} := 125 \quad \text{MBA}$$

$$U_{сн.125} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{х125} := 65 \quad \text{кВт}$$

$$U_{вн.125} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$U_{нн.125} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{х125} := 625 \quad \text{кВар}$$

$$X_{ат125вн} := 59.2 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ат125вн} := 0.55 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ат125сн} := 0 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ат125сн} := 0.48 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ат125нн} := 131 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ат125нн} := 3.2 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{ат125} := \frac{\Delta Q_{х125} \cdot 10^3}{U_{вн.125}^2} = 11.815 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{ат125} := \frac{\Delta P_{х125} \cdot 10^3}{U_{вн.125}^2} = 1.229 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{ат125сн} := \frac{U_{сн.125}}{U_{вн.125}} = 0.526$$

$$K_{ат125нн} := \frac{U_{нн.125}}{U_{вн.125}} = 0.048$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Параметры автотрансформатора марки АОДЦТН - 167000/500/220: (ПС Владивосток РУ 500 кВ)

$S_{\text{ат167}} := 167 \text{ МВА}$	$U_{\text{сн.167}} := 230 \text{ кВ}$	$\Delta P_{\text{x167}} := 65 \text{ кВт}$
$U_{\text{вн.167}} := 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{нн.167}} := 11 \text{ кВ}$	$\Delta Q_{\text{x167}} := 625 \text{ кВар}$
$X_{\text{ат167вн}} := 61.1 \text{ Ом}$	$R_{\text{ат167вн}} := 0.58 \text{ Ом}$	
$X_{\text{ат167сн}} := 0 \text{ Ом}$	$R_{\text{ат167сн}} := 0.39 \text{ Ом}$	
$X_{\text{ат167нн}} := 113.5 \text{ Ом}$	$R_{\text{ат167нн}} := 2.9 \text{ Ом}$	

Реактивная проводимость:

$$B_{\text{ат167}} := \frac{\Delta Q_{\text{x167}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.167}}^2} = 2.5 \text{ мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{ат167сн}} := \frac{U_{\text{сн.167}}}{U_{\text{вн.167}}} = 0.46$$

Активная проводимость:

$$G_{\text{ат167}} := \frac{\Delta P_{\text{x167}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.167}}^2} = 0.26 \text{ мкСм}$$

$$K_{\text{ат167нн}} := \frac{U_{\text{нн.167}}}{U_{\text{вн.167}}} = 0.022$$

Параметры трансформатора марки ТДН - 16000/110: (ПС Волна РУ 110 кВ)

$S_{\text{т16}} := 16 \text{ МВА}$	$U_{\text{вн.16}} := 115 \text{ кВ}$	$\Delta P_{\text{x16}} := 19 \text{ кВт}$	$R_{\text{т16}} := 4.38 \text{ Ом}$
$U_{\text{нн.16}} := 6.5 \text{ кВ}$	$\Delta Q_{\text{x16}} := 112 \text{ кВар}$	$X_{\text{т16}} := 86.7 \text{ Ом}$	

Реактивная проводимость:

$$B_{\text{т16}} := \frac{\Delta Q_{\text{x16}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.16}}^2} = 8.469 \text{ мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{\text{т16}} := \frac{\Delta P_{\text{x16}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.16}}^2} = 1.437 \text{ мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{\text{т16}} := \frac{U_{\text{нн.16}}}{U_{\text{вн.16}}} = 0.057$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Параметры автотрансформатора марки АДЦТН- 125000/220/110: (ПС Волна РУ 220 кВ)

$S_{\text{адт125}} := 125 \text{ МВА}$	$U_{\text{вл125}} := 121 \text{ кВ}$	$\Delta P_{\text{х125}} := 65 \text{ кВт}$
$U_{\text{вн125}} := 230 \text{ кВ}$	$U_{\text{нн125}} := 6.6 \text{ кВ}$	$\Delta Q_{\text{х125}} := 625 \text{ кВар}$
$X_{\text{ат125вн}} := 59.2 \text{ Ом}$	$R_{\text{ат125вн}} := 0.55 \text{ Ом}$	
$X_{\text{ат125он}} := 0 \text{ Ом}$	$R_{\text{ат125он}} := 0.48 \text{ Ом}$	
$X_{\text{ат125нн}} := 131 \text{ Ом}$	$R_{\text{ат125нн}} := 3.2 \text{ Ом}$	

Реактивная проводимость:

$$B_{\text{адт125}} := \frac{\Delta Q_{\text{х125}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.125}}^2} = 11.815 \text{ мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{\text{адт125}} := \frac{\Delta P_{\text{х125}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.125}}^2} = 1.229$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{ат125он}} := \frac{U_{\text{сн.125}}}{U_{\text{вн.125}}} = 0.526$$

$$K_{\text{ат125нн}} := \frac{U_{\text{нн.125}}}{U_{\text{вн.125}}} = 0.029$$

Параметры трансформатора марки ТДТН - 40000/110: (ПС А; ПС Залив; ПС Голубинка; ПС Орлиная)

$S_{\text{т40}} := 40 \text{ МВА}$	$U_{\text{вл40}} := 38.5 \text{ кВ}$	$\Delta P_{\text{х40}} := 43 \text{ кВт}$
$U_{\text{вн40}} := 115 \text{ кВ}$	$U_{\text{нн40}} := 6.6 \text{ кВ}$	$\Delta Q_{\text{х40}} := 240 \text{ кВар}$
$X_{\text{т40вн}} := 35.5 \text{ Ом}$	$R_{\text{т40вн}} := 0.8 \text{ Ом}$	
$X_{\text{т40он}} := 0 \text{ Ом}$	$R_{\text{т40он}} := 0.8 \text{ Ом}$	
$X_{\text{т40нн}} := 22.3 \text{ Ом}$	$R_{\text{т40нн}} := 0.8 \text{ Ом}$	

Реактивная проводимость:

$$B_{\text{т40}} := \frac{\Delta Q_{\text{х40}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.40}}^2} = 18.147 \text{ мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{\text{т40}} := \frac{\Delta P_{\text{х40}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.40}}^2} = 3.251 \text{ мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{т40он}} := \frac{U_{\text{сн.40}}}{U_{\text{вн.40}}} = 0.335$$

$$K_{\text{т40нн}} := \frac{U_{\text{нн.40}}}{U_{\text{вн.40}}} = 0.057$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

ЛИНИИ
ВТЭЦ-2 - АТЭЦ - 220 кВ

АС - 300/69.9

$$\begin{aligned}r_0 &:= 0.098 \quad \text{Ом/км} & g_0 &:= 0.0516 \quad \text{мкСм/км} \\x_0 &:= 0.429 \quad \text{Ом/км} & b_0 &:= 2.64 \quad \text{мкСм/км} \\L_{0.1} &:= 69.9 \quad \text{км} \\R_{0.1} &:= L_{0.1} \cdot r_0 = 6.85 \quad \text{Ом} \\X_{0.1} &:= L_{0.1} \cdot x_0 = 29.987 \quad \text{Ом} \\B_{0.1} &:= L_{0.1} \cdot b_0 = 184.536 \quad \text{мкСм} \\G_{0.1} &:= L_{0.1} \cdot g_0 = 3.607 \quad \text{мкСм}\end{aligned}$$

Патрокл - Зеленый угол - 220 кВ

6300mmA1/XLPE/CWS/HDPE 8,014;

$$\begin{aligned}\tilde{r}_0 &:= 0.1 \quad \text{Ом/км} & \tilde{g}_0 &:= 0.0516 \quad \text{мкСм/км} \\ \tilde{x}_0 &:= 0.108 \quad \text{Ом/км} & \tilde{b}_0 &:= 2.64 \quad \text{мкСм/км} \\ L_{1.1} &:= 8.014 \quad \text{км} \\ R_{1.1} &:= L_{1.1} \cdot r_0 = 0.801 \quad \text{Ом} \\ X_{1.1} &:= L_{1.1} \cdot x_0 = 0.866 \quad \text{Ом} \\ B_{1.1} &:= L_{1.1} \cdot b_0 = 21.15' \quad \text{мкСм} \\ G_{1.1} &:= L_{1.1} \cdot g_0 = 0.414 \quad \text{мкСм}\end{aligned}$$

АСК-300/66 0,783

$$\begin{aligned}\tilde{r}_0 &:= 0.034 \quad \text{Ом/км} & \tilde{g}_0 &:= 0.0516 \quad \text{мкСм/км} \\ \tilde{x}_0 &:= 0.429 \quad \text{Ом/км} & \tilde{b}_0 &:= 2.64 \quad \text{мкСм/км} \\ L_{1.2} &:= 0.783 \quad \text{км} \\ R_{1.2} &:= L_{1.2} \cdot r_0 = 0.027 \quad \text{Ом} \\ X_{1.2} &:= L_{1.2} \cdot x_0 = 0.336 \quad \text{Ом} \\ B_{1.2} &:= L_{1.2} \cdot b_0 = 2.067 \quad \text{мкСм} \\ G_{1.2} &:= L_{1.2} \cdot g_0 = 0.04 \quad \text{мкСм}\end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Суммарные параметры линии Патрокл - Зеленый угол

$$L_1 := L_{1.1} + L_{1.2} = 8.797 \text{ км}$$

$$R_1 := R_{1.1} + R_{1.2} = 0.828 \text{ Ом}$$

$$X_1 := X_{1.1} + X_{1.2} = 1.201 \text{ Ом}$$

$$B_1 := B_{1.1} + B_{1.2} = 23.224 \text{ мкСм}$$

$$G_1 := G_{1.1} + G_{1.2} = 0.454 \text{ мкСм}$$

Русская - Зеленый угол - 220 кВ

6300mmA1/XLPE/CWS/HDPE 14,352

$$r_{0\lambda} := 0.1 \text{ Ом/км}$$

$$g_{0\lambda} := 0.0516 \text{ мкСм/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.108 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \text{ мкСм/км}$$

$$L_{2.1} := 14.352 \text{ км}$$

$$R_{2.1} := L_{2.1} \cdot r_0 = 1.435 \text{ Ом}$$

$$X_{2.1} := L_{2.1} \cdot x_0 = 1.55 \text{ Ом}$$

$$B_{2.1} := L_{2.1} \cdot b_0 = 37.88 \text{ мкСм}$$

$$G_{2.1} := L_{2.1} \cdot g_0 = 0.741 \text{ мкСм}$$

АСК-300/66 0,783

$$r_{0\lambda} := 0.034 \text{ Ом/км}$$

$$g_{0\lambda} := 0.0516 \text{ мкСм/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.429 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \text{ мкСм/км}$$

$$L_{2.2} := 0.783 \text{ км}$$

$$R_{2.2} := L_{2.2} \cdot r_0 = 0.027 \text{ Ом}$$

$$X_{2.2} := L_{2.2} \cdot x_0 = 0.336 \text{ Ом}$$

$$B_{2.2} := L_{2.2} \cdot b_0 = 2.067 \text{ мкСм}$$

$$G_{2.2} := L_{2.2} \cdot g_0 = 0.04 \text{ мкСм}$$

3*500 медь WCLWA 2,2

$$r_{0\lambda} := 0.0366 \text{ Ом/км}$$

$$g_{0\lambda} := 0.0516 \text{ мкСм/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.101 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \text{ мкСм/км}$$

$$L_{2.3} := 2.2 \text{ км}$$

$$R_{2.3} := L_{2.3} \cdot r_0 = 0.081 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$X_{2.3} := L_{2.3} \cdot x_0 = 0.222 \text{ Ом}$$

$$B_{2.3} := L_{2.3} \cdot b_0 = 5.808 \text{ мкСм}$$

$$G_{2.3} := L_{2.3} \cdot g_0 = 0.114 \text{ мкСм}$$

Суммарные параметры линии Русская - Зеленый угол

$$L_2 := L_{2.1} + L_{2.2} + L_{2.3} = 17.335 \text{ км}$$

$$R_2 := R_{2.1} + R_{2.2} + R_{2.3} = 1.542 \text{ Ом}$$

$$X_2 := X_{2.1} + X_{2.2} + X_{2.3} = 2.108 \text{ Ом}$$

$$B_2 := B_{2.1} + B_{2.2} + B_{2.3} = 45.764 \text{ мкСм}$$

$$G_2 := G_{2.1} + G_{2.2} + G_{2.3} = 0.894 \text{ мкСм}$$

Русская - Патрокл - 220 кВ

6300mmA1/XLPE/CWS/HDPE 6,366

$$r_{0\lambda} := 0.1 \text{ Ом/км}$$

$$g_{0\lambda} := 0.0516 \text{ мкСм/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.108 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \text{ мкСм/км}$$

$$L_{3.1} := 6.366 \text{ км}$$

$$R_{3.1} := L_{3.1} \cdot r_0 = 0.637 \text{ Ом}$$

$$X_{3.1} := L_{3.1} \cdot x_0 = 0.688 \text{ Ом}$$

$$B_{3.1} := L_{3.1} \cdot b_0 = 16.80 \text{ мкСм}$$

$$G_{3.1} := L_{3.1} \cdot g_0 = 0.328 \text{ мкСм}$$

3*500 WCLWA 2,2

$$r_{0\lambda} := 0.0366 \text{ Ом/км}$$

$$g_{0\lambda} := 0.0516 \text{ мкСм/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.101 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \text{ мкСм/км}$$

$$L_{3.2} := 2.2 \text{ км}$$

$$R_{3.2} := L_{3.2} \cdot r_0 = 0.081 \text{ Ом}$$

$$X_{3.2} := L_{3.2} \cdot x_0 = 0.222 \text{ Ом}$$

$$B_{3.2} := L_{3.2} \cdot b_0 = 5.808 \text{ мкСм}$$

$$G_{3.2} := L_{3.2} \cdot g_0 = 0.114 \text{ мкСм}$$

Суммарные параметры линии Патрокл - Русская

$$L_3 := L_{3.1} + L_{3.2} = 8.566 \text{ км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$R_3 := R_{3.1} + R_{3.2} = 0.717 \text{ Ом}$$

$$X_3 := X_{3.1} + X_{3.2} = 0.91 \text{ Ом}$$

$$B_3 := B_{3.1} + B_{3.2} = 22.614 \text{ мкСм}$$

$$G_3 := G_{3.1} + G_{3.2} = 0.442 \text{ мкСм}$$

Русская - Зеленая - 35 кВ

АПвПу2Г 1*240/0,3

$$r_{0\lambda} := 0.125 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.106 \text{ Ом/км}$$

$$L_{4.1} := 0.3 \text{ км}$$

$$R_{4.1} := L_{4.1} \cdot r_0 = 0.038 \text{ Ом}$$

$$X_{4.1} := L_{4.1} \cdot x_0 = 0.032 \text{ Ом}$$

АСК-150/0,56

$$r_{0\lambda} := 0.198 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.406 \text{ Ом/км}$$

$$L_{4.2} := 0.56 \text{ км}$$

$$R_{4.2} := L_{4.2} \cdot r_0 = 0.111 \text{ Ом}$$

$$X_{4.2} := L_{4.2} \cdot x_0 = 0.227 \text{ Ом}$$

АСК-150/0,01

$$r_{0\lambda} := 0.198 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.406 \text{ Ом/км}$$

$$L_{4.3} := 0.01 \text{ км}$$

$$R_{4.3} := L_{4.3} \cdot r_0 = 1.98 \times 10^{-3}$$

$$X_{4.3} := L_{4.3} \cdot x_0 = 4.06 \times 10^{-3}$$

М-50/0.66

$$r_{0\lambda} := 0.386 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.146 \text{ Ом/км}$$

$$L_{4.4} := 0.66 \text{ км}$$

$$R_{4.4} := L_{4.4} \cdot r_0 = 0.255 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$X_{4.4} := L_{4.4} \cdot x_0 = 0.096 \text{ Ом}$$

АС-120/0,02

$$r_{0\lambda} := 0.249 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.414 \text{ Ом/км}$$

$$L_{4.5} := 0.02 \text{ км}$$

$$R_{4.5} := L_{4.5} \cdot r_0 = 4.98 \times \text{Ом}^{-3}$$

$$X_{4.5} := L_{4.5} \cdot x_0 = 8.28 \times \text{Ом}^{-3}$$

Суммарные параметры линии Русская - Зеленая

$$L_4 := L_{4.1} + L_{4.2} + L_{4.3} + L_{4.4} + L_{4.5} = 1.55 \text{ км}$$

$$R_4 := R_{4.1} + R_{4.2} + R_{4.3} + R_{4.4} + R_{4.5} = 0.41 \text{ Ом}$$

$$X_4 := X_{4.1} + X_{4.2} + X_{4.3} + X_{4.4} + X_{4.5} = 0.368 \text{ Ом}$$

Русская - Эгершельд - 35 кВ

АПвПу2Г 1*240/0,3

$$r_{0\lambda} := 0.125 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.106 \text{ Ом/км}$$

$$L_{5.1} := 0.3 \text{ км}$$

$$R_{5.1} := L_{5.1} \cdot r_0 = 0.038 \text{ Ом}$$

$$X_{5.1} := L_{5.1} \cdot x_0 = 0.032 \text{ Ом}$$

АСК-150/0,55 (86-П-2)

$$r_{0\lambda} := 0.198 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.406 \text{ Ом/км}$$

$$L_{5.2} := 0.55 \text{ км}$$

$$R_{5.2} := L_{5.2} \cdot r_0 = 0.109 \text{ Ом}$$

$$X_{5.2} := L_{5.2} \cdot x_0 = 0.223 \text{ Ом}$$

АСК-150/0,01

$$r_{0\lambda} := 0.198 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.406 \text{ Ом/км}$$

$$L_{5.3} := 0.01 \text{ км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$R_{5.3} := L_{5.3} \cdot r_0 = 1.98 \times \text{Ом}^{-3}$$

$$X_{5.3} := L_{5.3} \cdot x_0 = 4.06 \times \text{Ом}^{-3}$$

М-50/2,57

$$r_0 := 0.386 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.146 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{5.4} := 2.57 \quad \text{км}$$

$$R_{5.4} := L_{5.4} \cdot r_0 = 0.992 \quad \text{Ом}$$

$$X_{5.4} := L_{5.4} \cdot x_0 = 0.375 \quad \text{Ом}$$

СИП-95/1,82

$$r_0 := 0.32 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.131 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{5.5} := 1.82 \quad \text{км}$$

$$R_{5.5} := L_{5.5} \cdot r_0 = 0.582 \quad \text{Ом}$$

$$X_{5.5} := L_{5.5} \cdot x_0 = 0.238 \quad \text{Ом}$$

АС-120/0,16

$$r_0 := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.414 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{5.6} := 0.16 \quad \text{км}$$

$$R_{5.6} := L_{5.6} \cdot r_0 = 0.04 \quad \text{Ом}$$

$$X_{5.6} := L_{5.6} \cdot x_0 = 0.066 \quad \text{Ом}$$

АС-95/0,545

$$r_0 := 0.306 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.421 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{5.7} := 0.545 \quad \text{км}$$

$$R_{5.7} := L_{5.7} \cdot r_0 = 0.167 \quad \text{Ом}$$

$$X_{5.7} := L_{5.7} \cdot x_0 = 0.229 \quad \text{Ом}$$

АСКС-185/1,9

$$r_0 := 0.162 \quad \text{Ом/км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$x_{0.8} := 0.406 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{5.8} := 1.9 \quad \text{км}$$

$$R_{5.8} := L_{5.8} \cdot r_0 = 0.308 \quad \text{Ом}$$

$$X_{5.8} := L_{5.8} \cdot x_0 = 0.771 \quad \text{Ом}$$

АС-185/0,675

$$r_{0.9} := 0.162 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0.9} := 0.406 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{5.9} := 0.675 \quad \text{км}$$

$$R_{5.9} := L_{5.9} \cdot r_0 = 0.109 \quad \text{Ом}$$

$$X_{5.9} := L_{5.9} \cdot x_0 = 0.274 \quad \text{Ом}$$

АС-150/1,97

$$r_{0.10} := 0.198 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0.10} := 0.406 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{5.10} := 1.97 \quad \text{км}$$

$$R_{5.10} := L_{5.10} \cdot r_0 = 0.39 \quad \text{Ом}$$

$$X_{5.10} := L_{5.10} \cdot x_0 = 0.8 \quad \text{Ом}$$

Суммарные параметры линии Русская - Эгершельд

$$L_5 := L_{5.1} + L_{5.2} + L_{5.3} + L_{5.4} + L_{5.5} + L_{5.6} + L_{5.7} + L_{5.8} + L_{5.9} + L_{5.10} = 10.5 \quad \text{км}$$

$$R_5 := R_{5.1} + R_{5.2} + R_{5.3} + R_{5.4} + R_{5.5} + R_{5.6} + R_{5.7} + R_{5.8} + R_{5.9} + R_{5.10} = 2.737 \quad \text{Ом}$$

$$X_5 := X_{5.1} + X_{5.2} + X_{5.3} + X_{5.4} + X_{5.5} + X_{5.6} + X_{5.7} + X_{5.8} + X_{5.9} + X_{5.10} = 3.014 \quad \text{Ом}$$

Зеленая - КЭТ - 35 кВ

Линия 1

АС-120/0,02

$$r_{0.1} := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0.1} := 0.414 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{6.1} := 0.02 \quad \text{км}$$

$$R_{6.1} := L_{6.1} \cdot r_0 = 4.98 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$X_{6.1} := L_{6.1} \cdot x_0 = 8.28 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

2*АПвПуЭТ 1*120

$$\underline{r_0} := 0.253 \quad \text{Ом/км}$$

$$\underline{x_0} := 0.125 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{6.2} := 0.81 \quad \text{км}$$

$$R_{6.2} := L_{6.2} \cdot r_0 = 0.205 \quad \text{Ом}$$

$$X_{6.2} := L_{6.2} \cdot x_0 = 0.101 \quad \text{Ом}$$

1*СКЛ 1*120/0,81

$$\underline{r_0} := 0.253 \quad \text{Ом/км}$$

$$\underline{x_0} := 0.125 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{6.3} := 0.81 \quad \text{км}$$

$$R_{6.3} := L_{6.3} \cdot r_0 = 0.205 \quad \text{Ом}$$

$$X_{6.3} := L_{6.3} \cdot x_0 = 0.101 \quad \text{Ом}$$

3*ОСК-1*70/0,58

$$\underline{r_0} := 0.443 \quad \text{Ом/км}$$

$$\underline{x_0} := 0.101 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{6.4} := 0.58 \quad \text{км}$$

$$R_{6.4} := L_{6.4} \cdot r_0 = 0.257 \quad \text{Ом}$$

$$X_{6.4} := L_{6.4} \cdot x_0 = 0.059 \quad \text{Ом}$$

Суммарные параметры линии Зеленая - КЭТ линия 1

$$L_6 := L_{6.1} + L_{6.2} + L_{6.3} + L_{6.4} = 2.22 \quad \text{км}$$

$$R_6 := R_{6.1} + R_{6.2} + R_{6.3} + R_{6.4} = 0.672 \quad \text{Ом}$$

$$X_6 := X_{6.1} + X_{6.2} + X_{6.3} + X_{6.4} = 0.269 \quad \text{Ом}$$

Линия 2

АС-120/0,02

$$\underline{r_0} := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$\underline{x_0} := 0.414 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{7.1} := 0.02 \quad \text{км}$$

$$R_{7.1} := L_{7.1} \cdot r_0 = 4.98 \times \text{Ом}^{-3}$$

$$X_{7.1} := L_{7.1} \cdot x_0 = 8.28 \times \text{Ом}^{-3}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

2*АПвПуЭТ 1*120

$$r_{0\lambda} := 0.253 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.125 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{7.2} := 0.72 \quad \text{км}$$

$$R_{7.2} := L_{7.2} \cdot r_0 = 0.182 \quad \text{Ом}$$

$$X_{7.2} := L_{7.2} \cdot x_0 = 0.09 \quad \text{Ом}$$

2*СКЛ 1*120/0,72

$$r_{0\lambda} := 0.253 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.125 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{7.3} := 0.72 \quad \text{км}$$

$$R_{7.3} := L_{7.3} \cdot r_0 = 0.182 \quad \text{Ом}$$

$$X_{7.3} := L_{7.3} \cdot x_0 = 0.09 \quad \text{Ом}$$

3*ОСК-1*70/0,66

$$r_{0\lambda} := 0.443 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.101 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{7.4} := 0.66 \quad \text{км}$$

$$R_{7.4} := L_{7.4} \cdot r_0 = 0.292 \quad \text{Ом}$$

$$X_{7.4} := L_{7.4} \cdot x_0 = 0.067 \quad \text{Ом}$$

Суммарные параметры линии Зеленая - КЭТ линия 2

$$L_7 := L_{7.1} + L_{7.2} + L_{7.3} + L_{7.4} = 2.12 \quad \text{км}$$

$$R_7 := R_{7.1} + R_{7.2} + R_{7.3} + R_{7.4} = 0.662 \quad \text{Ом}$$

$$X_7 := X_{7.1} + X_{7.2} + X_{7.3} + X_{7.4} = 0.255 \quad \text{Ом}$$

Зеленая - Эгершельд - 35 кВ

АС-120/0,02

$$r_{0\lambda} := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.414 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{8.1} := 0.02 \quad \text{км}$$

$$R_{8.1} := L_{8.1} \cdot r_0 = 4.98 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$X_{8.1} := L_{8.1} \cdot x_0 = 8.28 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

A-70/0,745

$$r_{0\lambda} := 0.413 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.283 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{8.2} := 0.745 \quad \text{км}$$

$$R_{8.2} := L_{8.2} \cdot r_0 = 0.308 \quad \text{Ом}$$

$$X_{8.2} := L_{8.2} \cdot x_0 = 0.211 \quad \text{Ом}$$

АСК-150/0,03

$$r_{0\lambda} := 0.198 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.406 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{8.3} := 0.03 \quad \text{км}$$

$$R_{8.3} := L_{8.3} \cdot r_0 = 5.94 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$X_{8.3} := L_{8.3} \cdot x_0 = 0.012 \quad \text{Ом}$$

A-70/0,575

$$r_{0\lambda} := 0.413 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.283 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{8.4} := 0.575 \quad \text{км}$$

$$R_{8.4} := L_{8.4} \cdot r_0 = 0.237 \quad \text{Ом}$$

$$X_{8.4} := L_{8.4} \cdot x_0 = 0.163 \quad \text{Ом}$$

M-50/2,0

$$r_{0\lambda} := 0.386 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.146 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{8.5} := 2 \quad \text{км}$$

$$R_{8.5} := L_{8.5} \cdot r_0 = 0.772 \quad \text{Ом}$$

$$X_{8.5} := L_{8.5} \cdot x_0 = 0.292 \quad \text{Ом}$$

СИП-95/1,82

$$r_{0\lambda} := 0.32 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.131 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{8.6} := 1.82 \quad \text{км}$$

$$R_{8.6} := L_{8.6} \cdot r_0 = 0.582 \quad \text{Ом}$$

$$X_{8.6} := L_{8.6} \cdot x_0 = 0.238 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

AC-120/0,16

$$r_{0\lambda} := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.414 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{8.7} := 0.16 \quad \text{км}$$

$$R_{8.7} := L_{8.7} \cdot r_0 = 0.04 \quad \text{Ом}$$

$$X_{8.7} := L_{8.7} \cdot x_0 = 0.066 \quad \text{Ом}$$

AC-95/0,545

$$r_{0\lambda} := 0.306 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.421 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{8.8} := 0.545 \quad \text{км}$$

$$R_{8.8} := L_{8.8} \cdot r_0 = 0.167 \quad \text{Ом}$$

$$X_{8.8} := L_{8.8} \cdot x_0 = 0.229 \quad \text{Ом}$$

ACKC-185/1,9

$$r_{0\lambda} := 0.162 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.406 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{8.9} := 1.9 \quad \text{км}$$

$$R_{8.9} := L_{8.9} \cdot r_0 = 0.308 \quad \text{Ом}$$

$$X_{8.9} := L_{8.9} \cdot x_0 = 0.771 \quad \text{Ом}$$

AC-185/0,675

$$r_{0\lambda} := 0.162 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.406 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{8.10} := 0.675 \quad \text{км}$$

$$R_{8.10} := L_{8.10} \cdot r_0 = 0.1 \quad \text{Ом}$$

$$X_{8.10} := L_{8.10} \cdot x_0 = 0.2 \quad \text{Ом}$$

AC-150/1,93

$$r_{0\lambda} := 0.198 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.406 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{8.11} := 1.93 \quad \text{км}$$

$$R_{8.11} := L_{8.11} \cdot r_0 = 0.382 \quad \text{Ом}$$

$$X_{8.11} := L_{8.11} \cdot x_0 = 0.78 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Суммарные параметры линии Зеленая - Эгершельд

$$L_8 := L_{8.1} + L_{8.2} + L_{8.3} + L_{8.4} + L_{8.5} + L_{8.6} + L_{8.7} + L_{8.8} + L_{8.9} + L_{8.10} + L_{8.11} = 10.4 \text{ км}$$

$$R_8 := R_{8.2} + R_{8.3} + R_{8.4} + R_{8.5} + R_{8.6} + R_{8.7} + R_{8.8} + R_{8.9} + R_{8.10} + R_{8.11} = 2.911 \text{ Ом}$$

$$X_8 := X_{8.2} + X_{8.3} + X_{8.4} + X_{8.5} + X_{8.6} + X_{8.7} + X_{8.8} + X_{8.9} + X_{8.10} + X_{8.11} = 3.041 \text{ Ом}$$

Эгершельд - Бурная - 35 кВ

2*АОСБУ-3*150/2,55

$$r_{0\lambda} := 0.206 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.12 \text{ Ом/км}$$

$$L_{9.1} := 2.55 \text{ км}$$

$$R_{9.1} := L_{9.1} \cdot r_0 = 0.525 \text{ Ом}$$

$$X_{9.1} := L_{9.1} \cdot x_0 = 0.306 \text{ Ом}$$

2*АПвПу2Г 1*240/0,09

$$r_{0\lambda} := 0.125 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.106 \text{ Ом/км}$$

$$L_{9.2} := 0.09 \text{ км}$$

$$R_{9.2} := L_{9.2} \cdot r_0 = 0.011 \text{ Ом}$$

$$X_{9.2} := L_{9.2} \cdot x_0 = 9.54 \times 10^{-3} \text{ Ом}$$

2*АОСБУ-3*150/2,72

$$r_{0\lambda} := 0.206 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.12 \text{ Ом/км}$$

$$L_{9.3} := 2.72 \text{ км}$$

$$R_{9.3} := L_{9.3} \cdot r_0 = 0.56 \text{ Ом}$$

$$X_{9.3} := L_{9.3} \cdot x_0 = 0.326 \text{ Ом}$$

Суммарные параметры линии Эгершельд - Бурная

$$L_9 := L_{9.1} + L_{9.2} + L_{9.3} = 5.36 \text{ км}$$

$$R_9 := R_{9.1} + R_{9.2} + R_{9.3} = 1.097 \text{ Ом}$$

$$X_9 := X_{9.1} + X_{9.2} + X_{9.3} = 0.642 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Русская - ТЭЦ Центральная - 35 кВ

2*АПВ-400/0,4

$$r_{0\lambda} := 0.0778 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.103 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{10} := 0.4 \quad \text{км}$$

$$R_{10} := L_{10} \cdot r_0 = 0.031 \quad \text{Ом}$$

$$X_{10} := L_{10} \cdot x_0 = 0.041 \quad \text{Ом}$$

ТЭЦ Центральная - ТЭЦ океанариум - 35 кВ

2*АПВ-3*(1*400/3)

$$r_{0\lambda} := 0.0778 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.101 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{11} := 3 \quad \text{км}$$

$$R_{11} := L_{11} \cdot r_0 = 0.233 \quad \text{Ом}$$

$$X_{11} := L_{11} \cdot x_0 = 0.303 \quad \text{Ом}$$

ТЭЦ океанариум - Коммунальная - 35 кВ

2*АСК-120/7,0

$$r_{0\lambda} := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.414 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{12} := 7 \quad \text{км}$$

$$R_{12} := L_{12} \cdot r_0 = 1.743 \quad \text{Ом}$$

$$X_{12} := L_{12} \cdot x_0 = 2.898 \quad \text{Ом}$$

Зеленый угол - ВТЭЦ-2 - 220 кВ

A1/XLPE/CWC/HDPE 2,093

$$r_{0\lambda} := 0.1 \quad \text{Ом/км}$$

$$g_{0\lambda} := 0.0516 \quad \text{мкСм/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.108 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{13.1} := 2.093 \quad \text{км}$$

$$R_{13.1} := L_{13.1} \cdot r_0 = 0.209 \quad \text{Ом}$$

$$X_{13.1} := L_{13.1} \cdot x_0 = 0.226 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$B_{13.1} := L_{13.1} \cdot b_0 = 5.526 \text{ мкСм}$$

$$G_{13.1} := L_{13.1} \cdot g_0 = 0.108 \text{ мкСм}$$

АСК-300/66 2,127

$$r_0 := 0.034 \text{ Ом/км}$$

$$g_0 := 0.0516 \text{ мкСм/км}$$

$$x_0 := 0.429 \text{ Ом/км}$$

$$b_0 := 2.64 \text{ мкСм/км}$$

$$L_{13.2} := 2.127 \text{ км}$$

$$R_{13.2} := L_{13.2} \cdot r_0 = 0.072 \text{ Ом}$$

$$X_{13.2} := L_{13.2} \cdot x_0 = 0.912 \text{ Ом}$$

$$B_{13.2} := L_{13.2} \cdot b_0 = 5.615 \text{ мкСм}$$

$$G_{13.2} := L_{13.2} \cdot g_0 = 0.11 \text{ мкСм}$$

Суммарные параметры линии Зеленый угол - ВТЭЦ-2

$$L_{13} := L_{13.1} + L_{13.2} = 4.22 \text{ км}$$

$$R_{13} := R_{13.1} + R_{13.2} = 0.282 \text{ Ом}$$

$$X_{13} := X_{13.1} + X_{13.2} = 1.139 \text{ Ом}$$

$$B_{13} := B_{13.1} + B_{13.2} = 11.141 \text{ мкСм}$$

$$G_{13} := G_{13.1} + G_{13.2} = 0.218 \text{ мкСм}$$

Зеленый угол - Владивосток - 220 кВ

АС 400

$$r_0 := 0.075 \text{ Ом/км}$$

$$g_0 := 0.0351 \text{ мкСм/км}$$

$$x_0 := 0.42 \text{ Ом/км}$$

$$b_0 := 2.70 \text{ мкСм/км}$$

$$L_{14} := 64.13 \text{ км}$$

$$R_{14} := L_{14} \cdot r_0 = 4.81 \text{ Ом}$$

$$X_{14} := L_{14} \cdot x_0 = 26.935 \text{ Ом}$$

$$B_{14} := L_{14} \cdot b_0 = 173.151 \text{ мкСм}$$

$$G_{14} := L_{14} \cdot g_0 = 2.251 \text{ мкСм}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

ВТЭЦ-2 - Патрокл - 110 кВ

АС-150/3,1

$$r_{0\lambda} := 0.198 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.42 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.70 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{15.1} := 3.1 \quad \text{км}$$

$$R_{15.1} := L_{15.1} \cdot r_0 = 0.614 \quad \text{Ом}$$

$$X_{15.1} := L_{15.1} \cdot x_0 = 1.302 \quad \text{Ом}$$

$$B_{15.1} := L_{15.1} \cdot b_0 = 8.37 \quad \text{мкСм}$$

АСК-330/0,07

$$r_{0\lambda} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{15.2} := 0.07 \quad \text{км}$$

$$R_{15.2} := L_{15.2} \cdot r_0 = 8.4 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$X_{15.2} := L_{15.2} \cdot x_0 = 0.028 \quad \text{Ом}$$

$$B_{15.2} := L_{15.2} \cdot b_0 = 0.197 \quad \text{мкСм}$$

Суммарные параметры линии ВТЭЦ-2 - Патрокл

$$L_{15} := L_{15.1} + L_{15.2} = 3.17 \quad \text{км}$$

$$R_{15} := R_{15.1} + R_{15.2} = 0.622 \quad \text{Ом}$$

$$X_{15} := X_{15.1} + X_{15.2} = 1.33 \quad \text{Ом}$$

$$B_{15} := B_{15.1} + B_{15.2} = 8.567 \quad \text{мкСм}$$

ВТЭЦ-2 - А - 110 кВ

2*АСО-300/2,83

$$r_{0\lambda} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{16} := 2.83 \quad \text{км}$$

$$R_{16} := L_{16} \cdot r_0 = 0.34 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$X_{16} := L_{16} \cdot x_0 = 1.146 \quad \text{Ом}$$

$$B_{16} := L_{16} \cdot b_0 = 7.952 \quad \text{мкСм}$$

Волна - Зеленый угол - 220 кВ

АСК-300/11,41

$$r_{0\lambda} := 0.034 \quad \text{Ом/км}$$

$$g_{0\lambda} := 0.0516 \quad \text{мкСм/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{17} := 11.41 \quad \text{км}$$

$$R_{17} := L_{17} \cdot r_0 = 0.388 \quad \text{Ом}$$

$$X_{17} := L_{17} \cdot x_0 = 4.895 \quad \text{Ом}$$

$$B_{17} := L_{17} \cdot b_0 = 30.122 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{17} := L_{17} \cdot g_0 = 0.589 \quad \text{мкСм}$$

А - Зеленый угол - 110 кВ

Линия 1

АС-240/2,07

$$r_{0\lambda} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{18.1} := 2.07 \quad \text{км}$$

$$R_{18.1} := L_{18.1} \cdot r_0 = 0.24 \quad \text{Ом}$$

$$X_{18.1} := L_{18.1} \cdot x_0 = 0.8 \quad \text{Ом}$$

$$B_{18.1} := L_{18.1} \cdot b_0 = 5.8 \quad \text{мкСм}$$

АСКП-300/1,2

$$r_{0\lambda} := 0.034 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{18.2} := 1.2 \quad \text{км}$$

$$R_{18.2} := L_{18.2} \cdot r_0 = 0.041 \quad \text{Ом}$$

$$X_{18.2} := L_{18.2} \cdot x_0 = 0.514 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$B_{18.2} := L_{18.2} \cdot b_0 = 3.16 \text{ мкСм}$$

Суммарные параметры линии Зеленый угол - А линии 1

$$L_{18} := L_{18.1} + L_{18.2} = 3.27 \quad \text{км}$$

$$R_{18} := R_{18.1} + R_{18.2} = 0.289 \quad \text{Ом}$$

$$X_{18} := X_{18.1} + X_{18.2} = 1.353 \quad \text{Ом}$$

$$B_{18} := B_{18.1} + B_{18.2} = 8.985 \quad \text{мкСм}$$

Линия 2 кл

АС-240/0.1

$$r_0 := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_0 := 2.70 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{19.1} := 0.1 \quad \text{км}$$

$$R_{19.1} := L_{19.1} \cdot r_0 = 0.012 \text{ Ом}$$

$$X_{19.1} := L_{19.1} \cdot x_0 = 0.04 \text{ Ом}$$

$$B_{19.1} := L_{19.1} \cdot b_0 = 0.27 \text{ мкСм}$$

ПВПУ2Г1*630/185/3,125

$$r_0 := 0.0366 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.101 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_0 := 2.70 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{19.2} := 3.125 \quad \text{км}$$

$$R_{19.2} := L_{19.2} \cdot r_0 = 0.114 \text{ Ом}$$

$$X_{19.2} := L_{19.2} \cdot x_0 = 0.31 \text{ Ом}$$

$$B_{19.2} := L_{19.2} \cdot b_0 = 8.43 \text{ мкСм}$$

Суммарные параметры линии Зеленый угол - А линии 2

$$L_{19} := L_{19.1} + L_{19.2} = 3.225 \quad \text{км}$$

$$R_{19} := R_{19.1} + R_{19.2} = 0.126 \quad \text{Ом}$$

$$X_{19} := X_{19.1} + X_{19.2} = 0.356 \quad \text{Ом}$$

$$B_{19} := B_{19.1} + B_{19.2} = 8.707 \quad \text{мкСм}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Волна - Владивосток - 220 кВ

АСО-300/53,634

$$r_0 := 0.034 \quad \text{Ом/км} \qquad g_0 := 0.0516 \quad \text{мкСм/км}$$

$$x_0 := 0.429 \quad \text{Ом/км} \qquad b_0 := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{20} := 53.63 \quad \text{км}$$

$$R_{20} := L_{20} \cdot r_0 = 1.823 \quad \text{Ом}$$

$$X_{20} := L_{20} \cdot x_0 = 23.007 \quad \text{Ом}$$

$$B_{20} := L_{20} \cdot b_0 = 141.583 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{20} := L_{20} \cdot g_0 = 2.767 \quad \text{мкСм}$$

ВТЭЦ-2 - Голубинка - 110 кВ

Линия 1

АСК-300/0,02

$$r_0 := 0.034 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_0 := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{21.1} := 0.02 \quad \text{км}$$

$$R_{21.1} := L_{21.1} \cdot r_0 = 6.8 \times 10^{-4} \quad \text{Ом}$$

$$X_{21.1} := L_{21.1} \cdot x_0 = 8.58 \times 10^{-5} \quad \text{Ом}$$

$$B_{21.1} := L_{21.1} \cdot b_0 = 0.053 \quad \text{мкСм}$$

АПвПу2г1*800/0,923

$$r_0 := 0.079 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.081 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_0 := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{21.2} := 0.923 \quad \text{км}$$

$$R_{21.2} := L_{21.2} \cdot r_0 = 0.073 \quad \text{Ом}$$

$$X_{21.2} := L_{21.2} \cdot x_0 = 0.075 \quad \text{Ом}$$

$$B_{21.2} := L_{21.2} \cdot b_0 = 2.437 \quad \text{мкСм}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

АСК-300/1,404

$$r_{0\lambda} := 0.034 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{21.3} := 1.404 \quad \text{км}$$

$$R_{21.3} := L_{21.3} \cdot r_0 = 0.048 \quad \text{Ом}$$

$$X_{21.3} := L_{21.3} \cdot x_0 = 0.602 \quad \text{Ом}$$

$$B_{21.3} := L_{21.3} \cdot b_0 = 3.707 \quad \text{мкСм}$$

АС-240/1,65

$$r_{0\lambda} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{21.4} := 1.65 \quad \text{км}$$

$$R_{21.4} := L_{21.4} \cdot r_0 = 0.198 \quad \text{Ом}$$

$$X_{21.4} := L_{21.4} \cdot x_0 = 0.668 \quad \text{Ом}$$

$$B_{21.4} := L_{21.4} \cdot b_0 = 4.636 \quad \text{мкСм}$$

АС-330/0,5

$$r_{0\lambda} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{21.5} := 0.5 \quad \text{км}$$

$$R_{21.5} := L_{21.5} \cdot r_0 = 0.06 \quad \text{Ом}$$

$$X_{21.5} := L_{21.5} \cdot x_0 = 0.203 \quad \text{Ом}$$

$$B_{21.5} := L_{21.5} \cdot b_0 = 1.405 \quad \text{мкСм}$$

АС-300/4,6

$$r_{0\lambda} := 0.034 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{21.6} := 4.6 \quad \text{км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$R_{21.6} := L_{21.6} \cdot r_0 = 0.156 \quad \text{Ом}$$

$$X_{21.6} := L_{21.6} \cdot x_0 = 1.973 \quad \text{Ом}$$

$$B_{21.6} := L_{21.6} \cdot b_0 = 12.144 \quad \text{мкСм}$$

АС-240/0,020

$$r_0 := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_0 := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{21.7} := 0.02 \quad \text{км}$$

$$R_{21.7} := L_{21.7} \cdot r_0 = 2.4 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$X_{21.7} := L_{21.7} \cdot x_0 = 8.1 \times 10^{-2} \quad \text{Ом}$$

$$B_{21.7} := L_{21.7} \cdot b_0 = 0.056 \quad \text{мкСм}$$

АПвПу2г1*800/1,465

$$r_0 := 0.079 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.081 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_0 := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{21.8} := 1.465 \quad \text{км}$$

$$R_{21.8} := L_{21.8} \cdot r_0 = 0.116 \quad \text{Ом}$$

$$X_{21.8} := L_{21.8} \cdot x_0 = 0.119 \quad \text{Ом}$$

$$B_{21.8} := L_{21.8} \cdot b_0 = 3.868 \quad \text{мкСм}$$

Суммарные параметры линии ВТЭЦ-2 - Голубинка линии 1

$$L_{21} := L_{21.1} + L_{21.2} + L_{21.3} + L_{21.4} + L_{21.4} + L_{21.5} + L_{21.6} + L_{21.7} + L_{21.8} = 12.23 \quad \text{км}$$

$$R_{21} := R_{21.1} + R_{21.2} + R_{21.3} + R_{21.4} + R_{21.5} + R_{21.6} + R_{21.7} + R_{21.8} = 0.654 \quad \text{Ом}$$

$$X_{21} := X_{21.1} + X_{21.2} + X_{21.3} + X_{21.4} + X_{21.5} + X_{21.6} + X_{21.7} + X_{21.8} = 3.657 \quad \text{Ом}$$

$$B_{21} := B_{21.1} + B_{21.2} + B_{21.3} + B_{21.4} + B_{21.5} + B_{21.6} + B_{21.7} + B_{21.8} = 28.305 \quad \text{мкСм}$$

Линия 2

АСК-300/0,02

$$r_0 := 0.034 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_0 := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$L_{22.1} := 0.02 \quad \text{км}$$

$$R_{22.1} := L_{22.1} \cdot r_0 = 6.8 \times 10^{-4} \text{ Ом}$$

$$X_{22.1} := L_{22.1} \cdot x_0 = 8.58 \times 10^{-4} \text{ Ом}$$

$$B_{22.1} := L_{22.1} \cdot b_0 = 0.053 \quad \text{мкСм}$$

АПвПу2г1*800/0,923

$$r_0 := 0.079 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.081 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_0 := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{22.2} := 0.923 \quad \text{км}$$

$$R_{22.2} := L_{22.2} \cdot r_0 = 0.073 \quad \text{Ом}$$

$$X_{22.2} := L_{22.2} \cdot x_0 = 0.075 \quad \text{Ом}$$

$$B_{22.2} := L_{22.2} \cdot b_0 = 2.437 \quad \text{мкСм}$$

АСК-300/1,404

$$r_0 := 0.034 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_0 := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{22.3} := 1.404 \quad \text{км}$$

$$R_{22.3} := L_{22.3} \cdot r_0 = 0.048 \quad \text{Ом}$$

$$X_{22.3} := L_{22.3} \cdot x_0 = 0.602 \quad \text{Ом}$$

$$B_{22.3} := L_{22.3} \cdot b_0 = 3.707 \quad \text{мкСм}$$

АС-240/1,85

$$r_0 := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_0 := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{22.4} := 1.85 \quad \text{км}$$

$$R_{22.4} := L_{22.4} \cdot r_0 = 0.222 \quad \text{Ом}$$

$$X_{22.4} := L_{22.4} \cdot x_0 = 0.749 \quad \text{Ом}$$

$$B_{22.4} := L_{22.4} \cdot b_0 = 5.199 \quad \text{мкСм}$$

АС-330/2,14

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$r_{0\lambda} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{22.5} := 2.14 \quad \text{км}$$

$$R_{22.5} := L_{22.5} \cdot r_0 = 0.257 \quad \text{Ом}$$

$$X_{22.5} := L_{22.5} \cdot x_0 = 0.867 \quad \text{Ом}$$

$$B_{22.5} := L_{22.5} \cdot b_0 = 6.013 \quad \text{мкСм}$$

АС-240/0,020

$$r_{0\lambda} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{22.6} := 0.02 \quad \text{км}$$

$$R_{22.6} := L_{22.6} \cdot r_0 = 2.4 \times 10^{-3} \text{ Ом}$$

$$X_{22.6} := L_{22.6} \cdot x_0 = 8.1 \times 10^{-2} \text{ Ом}$$

$$B_{22.6} := L_{22.6} \cdot b_0 = 0.056 \quad \text{мкСм}$$

АПвПу2Г1*800/1,465

$$r_{0\lambda} := 0.079 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.081 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{22.7} := 1.465 \quad \text{км}$$

$$R_{22.7} := L_{22.7} \cdot r_0 = 0.116 \quad \text{Ом}$$

$$X_{22.7} := L_{22.7} \cdot x_0 = 0.119 \quad \text{Ом}$$

$$B_{22.7} := L_{22.7} \cdot b_0 = 3.868 \quad \text{мкСм}$$

Суммарные параметры линии ВТЭЦ-2 - Голубинка линии 2

$$L_{22} := L_{22.1} + L_{22.2} + L_{22.3} + L_{22.4} + L_{22.4} + L_{22.5} + L_{22.6} + L_{22.7} = 9.672 \quad \text{км}$$

$$R_{22} := R_{22.1} + R_{22.2} + R_{22.3} + R_{22.4} + R_{22.5} + R_{22.6} + R_{22.7} = 0.718 \quad \text{Ом}$$

$$X_{22} := X_{22.1} + X_{22.2} + X_{22.3} + X_{22.4} + X_{22.5} + X_{22.6} + X_{22.7} = 2.428 \quad \text{Ом}$$

$$B_{22} := B_{22.1} + B_{22.2} + B_{22.3} + B_{22.4} + B_{22.5} + B_{22.6} + B_{22.7} = 21.332 \quad \text{мкСм}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Голубинка - Орлиная - 110 кВ

АС-240/0,020

$$r_{0\lambda} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{23.1} := 0.02 \quad \text{км}$$

$$R_{23.1} := L_{23.1} \cdot r_0 = 2.4 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$X_{23.1} := L_{23.1} \cdot x_0 = 8.1 \times 10^{-2} \quad \text{Ом}$$

$$B_{23.1} := L_{23.1} \cdot b_0 = 0.056 \quad \text{мкСм}$$

АС-240/0,245

$$r_{0\lambda} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{23.2} := 0.245 \quad \text{км}$$

$$R_{23.2} := L_{23.2} \cdot r_0 = 0.029 \quad \text{Ом}$$

$$X_{23.2} := L_{23.2} \cdot x_0 = 0.099 \quad \text{Ом}$$

$$B_{23.2} := L_{23.2} \cdot b_0 = 0.688 \quad \text{мкСм}$$

АПвПу2Г(1*630)/0,05

$$r_{0\lambda} := 0.082 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.083 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{23.3} := 0.05 \quad \text{км}$$

$$R_{23.3} := L_{23.3} \cdot r_0 = 4.1 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$X_{23.3} := L_{23.3} \cdot x_0 = 4.15 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$B_{23.3} := L_{23.3} \cdot b_0 = 0.132 \quad \text{мкСм}$$

АСО-240/1,09

$$r_{0\lambda} := 0.12 \quad \text{Ом/км} \quad b_{0\lambda} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.405 \quad \text{Ом/км} \quad L_{23.4} := 1.09 \quad \text{км}$$

$$R_{23.4} := L_{23.4} \cdot r_0 = 0.131 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$X_{23.4} := L_{23.4} \cdot x_0 = 0.441 \quad \text{Ом}$$

$$B_{23.4} := L_{23.4} \cdot b_0 = 3.063 \quad \text{мкСм}$$

Суммарные параметры линии Голубинка - Орлиная

$$L_{23} := L_{23.1} + L_{23.2} + L_{23.3} + L_{23.4} = 1.405 \quad \text{км}$$

$$R_{23} := R_{23.2} + R_{23.3} + R_{23.4} = 0.164 \quad \text{Ом}$$

$$X_{23} := X_{23.2} + X_{23.3} + X_{23.4} = 0.545 \quad \text{Ом}$$

$$B_{23} := B_{23.2} + B_{23.3} + B_{23.4} = 3.883 \quad \text{мкСм}$$

Голубинка - Залив - 110 кВ

АС-240/0,020

$$r_{0k} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0k} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0k} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{24.1} := 0.02 \quad \text{км}$$

$$R_{24.1} := L_{24.1} \cdot r_0 = 2.4 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$X_{24.1} := L_{24.1} \cdot x_0 = 8.1 \times 10^{-2} \quad \text{Ом}$$

$$B_{24.1} := L_{24.1} \cdot b_0 = 0.056 \quad \text{мкСм}$$

АСО-240/1,09

$$r_{0k} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0k} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0k} := 2.81 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{24.2} := 0.02 \quad \text{км}$$

$$R_{24.2} := L_{24.2} \cdot r_0 = 2.4 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$X_{24.2} := L_{24.2} \cdot x_0 = 8.1 \times 10^{-2} \quad \text{Ом}$$

$$B_{24.2} := L_{24.2} \cdot b_0 = 0.056 \quad \text{мкСм}$$

Суммарные параметры линии Голубинка - Залив

$$L_{24} := L_{24.1} + L_{24.2} = 0.04 \quad \text{км}$$

$$R_{24} := R_{24.1} + R_{24.2} = 4.8 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$X_{24} := X_{24.1} + X_{24.2} = 0.016 \quad \text{Ом}$$

$$B_{24} := B_{24.1} + B_{24.2} = 0.112 \quad \text{мкСм}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Бурная - Залив - 110 кВ

2*АПвПу2г1*630/2,438

$$r_{0\lambda} := 0.082 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.083 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0\lambda} := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$L_{25} := 2.438 \quad \text{км}$$

$$R_{25} := L_{25} \cdot r_0 = 0.2 \quad \text{Ом}$$

$$X_{25} := L_{25} \cdot x_0 = 0.202 \quad \text{Ом}$$

$$B_{25} := L_{25} \cdot b_0 = 6.436 \quad \text{мкСм}$$

ТЭЦ Центральная - Океанариум - 35 кВ

2*АПВП-3*(1*400/3)

$$r_{0\lambda} := 0.0778 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.101 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{26.1} := 3 \quad \text{км}$$

$$R_{26.1} := L_{26.1} \cdot r_0 = 0.233 \quad \text{Ом}$$

$$X_{26.1} := L_{26.1} \cdot x_0 = 0.303 \quad \text{Ом}$$

2*АСК-120/7,0

$$r_{0\lambda} := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.414 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{26.2} := 7 \quad \text{км}$$

$$R_{26.2} := L_{26.2} \cdot r_0 = 1.743 \quad \text{Ом}$$

$$X_{26.2} := L_{26.2} \cdot x_0 = 2.898 \quad \text{Ом}$$

Суммарные параметры линии ТЭЦ Центральная - Океанариум

$$L_{26} := L_{26.1} + L_{26.2} = 10 \quad \text{км}$$

$$R_{26} := R_{26.1} + R_{26.2} = 1.976 \quad \text{Ом}$$

$$X_{26} := X_{26.1} + X_{26.2} = 3.201 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

Русская - КЭТ - 35 кВ

АПвПу2Г 1*240/0,3

$$r_{0\lambda} := 0.125 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.106 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{27.1} := 0.3 \quad \text{км}$$

$$R_{27.1} := L_{27.1} \cdot r_0 = 0.038 \quad \text{Ом}$$

$$X_{27.1} := L_{27.1} \cdot x_0 = 0.032 \quad \text{Ом}$$

АСК-150/0,56

$$r_{0\lambda} := 0.198 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.406 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{27.2} := 0.56 \quad \text{км}$$

$$R_{27.2} := L_{27.2} \cdot r_0 = 0.111 \quad \text{Ом}$$

$$X_{27.2} := L_{27.2} \cdot x_0 = 0.227 \quad \text{Ом}$$

АСК-150/0,01

$$r_{0\lambda} := 0.198 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.406 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{27.3} := 0.01 \quad \text{км}$$

$$R_{27.3} := L_{27.3} \cdot r_0 = 1.98 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$X_{27.3} := L_{27.3} \cdot x_0 = 4.06 \times 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

М-50/0.66

$$r_{0\lambda} := 0.386 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.146 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{27.4} := 0.66 \quad \text{км}$$

$$R_{27.4} := L_{27.4} \cdot r_0 = 0.255 \quad \text{Ом}$$

$$X_{27.4} := L_{27.4} \cdot x_0 = 0.096 \quad \text{Ом}$$

2*АПвПуЭТ 1*120

$$r_{0\lambda} := 0.253 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0\lambda} := 0.125 \quad \text{Ом/км}$$

$$L_{27.5} := 0.81 \quad \text{км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет параметров сети в программе Mathcad 15

$$R_{27.5} := L_{27.5} \cdot r_0 = 0.205 \text{ Ом}$$

$$X_{27.5} := L_{27.5} \cdot x_0 = 0.101 \text{ Ом}$$

1*СКП 1*120/0,81

$$r_0 := 0.253 \text{ Ом/км}$$

$$x_0 := 0.125 \text{ Ом/км}$$

$$L_{27.6} := 0.81 \text{ км}$$

$$R_{27.6} := L_{27.6} \cdot r_0 = 0.205 \text{ Ом}$$

$$X_{27.6} := L_{27.6} \cdot x_0 = 0.101 \text{ Ом}$$

3*ОСК-1*70/0,58

$$r_0 := 0.443 \text{ Ом/км}$$

$$x_0 := 0.101 \text{ Ом/км}$$

$$L_{27.7} := 0.58 \text{ км}$$

$$R_{27.7} := L_{27.7} \cdot r_0 = 0.257 \text{ Ом}$$

$$X_{27.7} := L_{27.7} \cdot x_0 = 0.059 \text{ Ом}$$

Суммарные параметры линии Русская - КЭТ

$$L_{27} := L_{27.1} + L_{27.2} + L_{27.3} + L_{27.4} + L_{27.5} + L_{27.6} + L_{27.7} = 3.73 \text{ км}$$

$$R_{27} := R_{27.1} + R_{27.2} + R_{27.3} + R_{27.4} + R_{27.5} + R_{27.6} + R_{27.7} = 1.072 \text{ Ом}$$

$$X_{27} := X_{27.1} + X_{27.2} + X_{27.3} + X_{27.4} + X_{27.5} + X_{27.6} + X_{27.7} = 0.621 \text{ Ом}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Расчет капиталовложений варианта №1 в программе Mathcad 15

$$K_{\text{инфл}} := 4.28 \quad K_{\text{зон.ВЛ}} := 1.4 \quad K_{\text{зон.ПС}} := 1.3$$

$$L_{\Sigma} := 3.7 \cdot 2 = 7.4 \quad \text{км}$$

Капиталовложения в строительство линий:

Для сечений 240 мм² $K_0 := 1000 \text{ тыс.руб/км}$

$$S_{\text{ВЛ}} := 50 \text{ м}^2 \quad K_{\text{осв}} := 25 \text{ руб/м}^2 \quad K_{\text{прос}} := 95 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{вл}} := (K_0 \cdot L_{\Sigma} + S_{\text{ВЛ}} \cdot L_{\Sigma} \cdot K_{\text{осв}} + K_{\text{прос}} \cdot L_{\Sigma}) \cdot K_{\text{инфл}} = 7.427 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ:

$$K_{\text{ору}} := 32800 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы:

$$K_{\text{T}} := 6900 \text{ тыс.руб}$$

$$\Sigma K_{\text{T}} := 2 \cdot K_{\text{T}} = 1.38 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

$$K_{\text{пост}} := 26000 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{пс}} := (K_{\text{ору}} + \Sigma K_{\text{T}} + K_{\text{пост}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 3.107 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} := K_{\text{пс}} \cdot K_{\text{зон.ПС}} + K_{\text{вл}} \cdot K_{\text{зон.ВЛ}} = 5.079 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Издержки

$$T_{\text{сл}} := 20 \text{ лет}$$

Издержки на амортизацию отчисления

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}} = 2.54 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт: $\alpha_{\text{экспл.вл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{экспл.пс}} := 0.059$

$$I_{\text{экспл}} := K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{экспл.пс}} + K_{\text{вл}} \cdot \alpha_{\text{экспл.вл}} = 1.893 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет капиталовложений варианта №2 в программе Mathcad 15

$$K_{\text{инфл}} := 4.28 \quad K_{\text{зон.ВЛ}} := 1.4 \quad K_{\text{зон.ПС}} := 1.3$$

$$L_{\Sigma} := 11 \cdot 2 = 22 \quad \text{км}$$

Капиталовложения в строительство линий:

$$\text{Для сечений } 240 \text{ мм}^2 \quad K_0 := 1000 \text{ тыс.руб/км}$$

$$S_{\text{ВЛ}} := 50 \text{ м}^2 \quad K_{\text{осв}} := 25 \text{ руб/м}^2 \quad K_{\text{прос}} := 95 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{вл}} := (K_0 \cdot L_{\Sigma} + S_{\text{ВЛ}} \cdot L_{\Sigma} \cdot K_{\text{осв}} + K_{\text{прос}} \cdot L_{\Sigma}) \cdot K_{\text{инфл}} = 2.208 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ:

$$K_{\text{ору}} := 32800 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы:

$$K_{\text{T}} := 6900 \text{ тыс.руб}$$

$$\Sigma K_{\text{T}} := 2 \cdot K_{\text{T}} = 1.38 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

$$K_{\text{пост}} := 26000 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{пс}} := (K_{\text{ору}} + \Sigma K_{\text{T}} + K_{\text{пост}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 3.107 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} := K_{\text{пс}} \cdot K_{\text{зон.ПС}} + K_{\text{вл}} \cdot K_{\text{зон.ВЛ}} = 7.131 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Издержки

$$T_{\text{сл}} := 20 \text{ лет}$$

Издержки на амортизацию отчисления

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}} = 3.565 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт: $\alpha_{\text{экспл.вл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{экспл.пс}} := 0.059$

$$I_{\text{экспл}} := K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{экспл.пс}} + K_{\text{вл}} \cdot \alpha_{\text{экспл.вл}} = 2.01 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчет грозоупорности и молниезащиты в программе Mathcad 15

Исходные данные:

Номинальное напряжение: 110 кВ

Марка провода ВЛ: АС 2400/32

Тип подвешенного изолятора: ИОР-10-3 УХЛ

Число изоляторов в гирлянде: $n_{из} := 7$

Высота изолятора, м: $H_{из} := 0.122$

Длина пути тока утечки, м: $L_{ут} := 0.175$

Длина ВЛ, км: $L_{\text{мм}} := 3.7$

Число грозových часов в год
(Приморский край): $N_{г.ч} := 20$

Наибольшее длительно допустимое рабочее (линейное)
напряжение, кВ:

$$U_{\text{дл.доп}} := 126$$

Тип опоры: П110-6

1. Удар молнии в опору

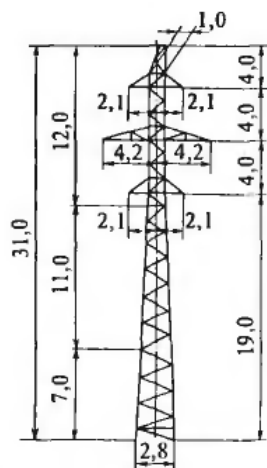


Рис. 50.14. Стальная промежуточная двухцепная опора ВЛ 110 кВ

Длина разрядного пути:

$$L_{\text{разр}} := n_{из} \cdot H_{из} = 0.854 \quad \text{м}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет грозоупорности и молниезащиты в программе Mathcad 15

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока пром. частоты:

$$\eta := \left(0.92 \cdot \frac{U_{\text{дл.доп}}}{L_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 1.297$$

$$\eta_{\text{м}} := 0.9$$

Коэффициент, учитывающий разницу в конструкции изоляторов:

$$k_{\text{кон}} := \frac{L_{\text{ут}}}{H_{\text{из}}} = 1.434$$

Время перекрытия изоляции, мкс:

$$t := 10$$

Коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды:

$$k_E := 1$$

$$U_{50\%} := 340 \cdot k_{\text{кон}} \cdot k_E \cdot L_{\text{разр}} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9.5} \right)$$

$$U_{50\%} = 736.885 \text{ кВ}$$

Импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_{\text{и}} := 15$$

Высота опоры, м:

$$h_{\text{опоры}} := 31$$

$$\delta := 0.3 \text{ (для одного троса)}$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{\text{кр}} := \frac{U_{50\%}}{R_{\text{и}} + \delta \cdot h_{\text{опоры}}} = 30.324$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции:

$$P_{\text{опоры}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр}}}$$

$$P_{\text{опоры}} = 0.2973103$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет грозоупорности и молниезащиты в программе Mathcad 15

Высота подвеса троса на опоре, м:

$$h_{\text{тр}} := 31$$

Длина пролета, м:

$$L_{\text{прол}} := 330$$

Плотность разрядов молнии на землю:

$$p_0 := 0.05 \cdot N_{\text{г.ч}} = 1$$

Минимальное расстояние между системой провод-земля, м:

$$h_{\text{Г}} := 6.0 \quad (\text{для } 110 \text{ кВ})$$

$$h_{\text{пр.в}} := 4 + 4 + 19 - L_{\text{разр}}$$

$$h_{\text{пр.в}} = 26.1$$

$$h_{\text{пр.н}} := 19 + 4 - L_{\text{разр}}$$

$$h_{\text{пр.н}} = 22.1$$

$$h_{\text{тр.пр}} := 6.5$$

Расстояние между системой "трос-трос":

$$d_{\text{тр.тр}} := 0 \quad (\text{так как один трос})$$

$$h_{\text{тр.пр}} > h_{\text{тр}} - h_{\text{пр.в}}$$

Тогда стрела провеса троса и провода:

$$f_{\text{тр}} := h_{\text{тр}} - h_{\text{Г}} - (h_{\text{пр.в}} - h_{\text{пр.н}}) - h_{\text{тр.пр}} = 14.5 \quad \text{м}$$

$$f_{\text{пр}} := h_{\text{пр.н}} - h_{\text{Г}} = 16.146 \quad \text{м}$$

Средняя высота подвеса троса:

$$h_{\text{тр.ср}} := h_{\text{тр}} - \frac{2}{3} \cdot f_{\text{тр}} = 21.333 \quad \text{м}$$

Общее число ударов молнии на 100 км длины линии:

$$N_{\text{мол}} := 0.2 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{\text{тр.тр}}}{2} + 5 \cdot h_{\text{тр.ср}} - \frac{2 \cdot h_{\text{тр.ср}}^2}{30} \right) = 15.265$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
 Расчет грозоупорности и молниезащиты в программе Mathcad 15

Число ударов в опору:

$$N_{\text{оп}} := 4 \cdot N \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{L_{\text{прол}}} = 5.736$$

Вероятность успешной работы АПВ:

$$P_{\text{АПВ}} := 0.75 \text{ (для 110 кВ)}$$

Удельное число грозových отключений линии при ударе молнии в опору:

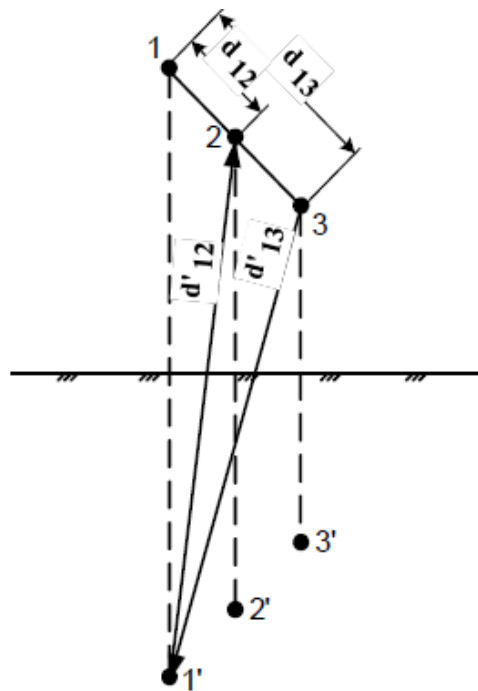
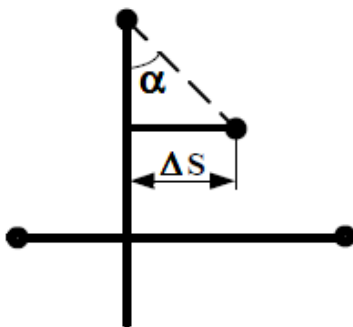
$$n_{\text{оп}} := N_{\text{оп}} \cdot P_{\text{опоры}} \cdot \eta \cdot (1 - P_{\text{АПВ}})$$

$$n_{\text{оп}} = 0.3837093$$

2. Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Горизонтальное смещение провода относительно троса, м:

$$\Delta S := 2.1$$



Расстояние между тросом и верхним проводом, м:

$$\Delta h := h_{\text{тр}} - h_{\text{пр.в}} = 4.854$$

Расстояния между тросом и проводом:

$$d_{12} := \sqrt{\Delta S^2 + \Delta h^2} = 5.289 \quad \text{м}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет грозоупорности и молниезащиты в программе Mathcad 15

$$d'_{12} := \sqrt{\Delta S^2 + (h_{\text{тр}} + h_{\text{пр.в}})^2} = 57.185 \quad \text{м}$$

$$\Delta S' := 4.2 \quad \text{м}$$

$$d_{13} := \sqrt{(h_{\text{Г}} + L_{\text{разр}})^2 + \Delta S'^2} = 8.038 \quad \text{м}$$

$$d'_{13} := \sqrt{(h_{\text{тр}} + h_{\text{пр.н}})^2 + \Delta S'^2} = 53.312 \quad \text{м}$$

$$\Delta S'' := 4.2 \quad \text{м}$$

$$d_{14} := \sqrt{(h_{\text{Г}} + L_{\text{разр}})^2 + \Delta S''^2} = 8.038 \quad \text{м}$$

$$d'_{14} := \sqrt{(h_{\text{тр}} + h_{\text{пр.н}})^2 + \Delta S''^2} = 53.312 \quad \text{м}$$

Радиус, м: $r := 0.0118$

Волновое сопротивление провода, Ом:

$$z_{11} := 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{тр.ср}}}{r}\right) = 491.584$$

$$z_{12} := 60 \cdot \ln\left(\frac{d'_{12}}{d_{12}}\right) = 142.842$$

$$z_{13} := 60 \cdot \ln\left(\frac{d'_{13}}{d_{13}}\right) = 113.515$$

$$z_{14} := 60 \cdot \ln\left(\frac{d'_{14}}{d_{14}}\right) = 113.515$$

Волновое сопротивление провода по геометрическим параметрам линии:

$$z_{\text{пр.Г}} := \frac{z_{11} + z_{12} + z_{13} + z_{14}}{4} = 215.364 \quad \text{Ом}$$

Средняя напряженность поля (отр. полярность), кВ/м: $E_{\text{ср}} := 21$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет грозоупорности и молниезащиты в программе Mathcad 15

Коэффициент затухания электромагнитной волны

$$\beta := 1.16 \cdot \sqrt{\left| \frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot h_{\text{тр}} \cdot E_{\text{ср}}}{U_{\text{дл.доп}}}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{тр}}}{r}\right)} \right|} = 0.567$$

Волновое сопротивление коронируемой линии:

$$Z_{\text{пр.к}} := Z_{\text{пр.г}} \cdot \beta = 122.139 \quad \text{Ом}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ:

$$U'_{50\%} := 736.885 \quad \text{кВ}$$

$$U_{50\%} := U'_{50\%} \cdot \left[0.92 - 0.012 \cdot L_{\text{разр}} \left(0.74 - 0.06 \cdot L_{\text{разр}} \right) \cdot \left(L_{\text{разр}}^{-3} \right) \right] = 666.768$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{\text{кр.пр}} := \frac{2U_{50\%}}{Z_{\text{пр.к}}} = 10.918 \quad \text{кА}$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{\text{пр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.пр}}}$$

$$P_{\text{пр}} = 0.64615$$

Угол тросовой защиты:

$$\alpha := \text{atan}\left(\frac{\Delta S}{\Delta h}\right) = 0.408$$

$$U_{\text{ном}} := 0.11 \quad \text{МВ}$$

$$h_{\text{пр.ср}} := h_{\text{пр.в}} - \frac{2}{3} \cdot f_{\text{пр}} = 15.382$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет грозоупорности и молниезащиты в программе Mathcad 15

Вероятность прорыва молнии на провода, минуя тросы:

$$D := 1 + U_{\text{НОМ}} \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{тр.ср}}}{r}\right)} \right) = 1.012$$

Вероятность прорыва молнии на провода при положительных углах защиты троса:

$$p_{\alpha} := e^{\frac{1}{D} \cdot \left(\frac{0.55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{тр.ср}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)} = 2.307 \times 10^{-4}$$

Число ударов молнии в провод:

$$N_{\text{пр}} := N \cdot p_{\alpha} = 3.522 \times 10^{-3}$$

Удельное число грозовых отключений линии при ударе молнии в провод:

$$n_{\text{пр}} := N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta \cdot (1 - p_{\text{АПВ}})$$

$$n_{\text{пр}} = 0.000512$$

3. Удар молнии в трос в середине пролета

$$h_{\text{тр.ср}} = 21.333 \quad \text{м} \qquad z_{11} = 491.584 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S = 2.1 \quad \text{м} \qquad z_{12} = 142.842 \quad \text{Ом}$$

$$d_{12} = 5.289 \quad \text{м} \qquad \beta = 0.567$$

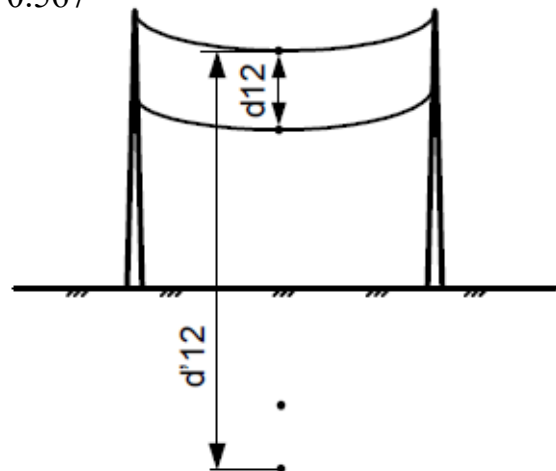
$$d'_{12} = 57.185 \quad \text{м}$$

Волновое сопротивление троса, рассчитанное по геометрическим параметрам линии, Ом:

$$z_{\text{тр.г}} := \frac{z_{11} + z_{12}}{2} = 317.213$$

Волновое сопротивление коронирующей линии, Ом:

$$z_{\text{тр.к}} := z_{\text{тр.г}} \cdot \beta = 179.9$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет грозоупорности и молниезащиты в программе Mathcad 15

Волновое сопротивление троса, Ом:

$$z_{\text{тр}} := 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{тр.ср}}}{r}\right) = 491.584$$

Скорость распространения волны, м/с:

$$v := \beta \cdot 3 \cdot 10^8 = 1.701 \times 10^8$$

Средняя расчетная напряженность поля, кВ/м: $E_{\text{расч.ср}} := 750$

Геометрический коэффициент связи:

$$k_{\Gamma} := 0.190$$

Коэффициент электромагнитной связи с учетом импульсной короны:

$$K_{\text{к}} := k_{\Gamma} \cdot \frac{z_{\text{тр.г}}}{z_{\text{тр.к}}} = 0.335$$

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

$$a_{\text{кр}} := \frac{2 \cdot E_{\text{расч.ср}} \cdot \Delta h \cdot v \cdot 10^{-6}}{z_{\text{тр.к}} \cdot (1 - K_{\text{к}}) \cdot L_{\text{прол}}} = 31.379 \quad \frac{\text{кА}}{\text{мкс}}$$

$U'_{50\%} := 1000$ кВ (для положит. полярности)

Критическое значение тока молнии:

$$I_{\text{кр.тр}} := \frac{2(U'_{50\%} - U_{\text{дл.доп}})}{R_{\text{и}} \cdot (1 - K_{\text{к}})} = 175.244 \quad \text{кА}$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в трос в середине пролета:

$$P_{\text{тр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.тр}}}$$

$$P_{\text{тр}} = 0.0009$$

Число ударов молнии в трос в середине пролета:

$$N_{\text{тр}} := N - N_{\text{оп}} - N_{\text{пр}} = 9.526$$

Удельное число грозových отключений линии при ударе молнии в опору:

$$n_{\text{тр}} := N_{\text{тр}} \cdot P_{\text{тр}} \cdot \eta \cdot (1 - P_{\text{АПВ}})$$

$$n_{\text{тр}} = 0.0019355$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет молниезащиты в программе Mathcad 15

Нормируется два вида зон:

Зона А - с надежностью не менее 0.995 и $U \leq 500$ кВ

Зона Б - с надежностью не менее 0.95 и $U > 500$ кВ

Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта

Высота молниеотвода, м:

$$h := 25$$

Расстояния между молниеотводами 1 и 2, 3 и 4, 5 и 6, м:

$$L_M := 14$$

Высота линейного портала, м:

$$h_{i1} := 11$$

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{эф} := 0.85 \cdot h = 21.25$$

Половина ширины внутренней зоны, м:

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 26.25$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L_M < 2 \cdot h$

$$r_{C0} := r_0 = 26.25$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли, м:

$$h_{c.r1} := h_{эф} - (0.017 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_M - h) = 21.52$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_{c.1} := r_0 \cdot \left(\frac{h_{c.r1} - h_{i1}}{h_{c.r1}} \right) = 12.832$$

Радиус внутренней зоны, м:

$$r_2 := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{i1}}{h_{эф}} \right) = 12.662$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет молниезащиты в программе Mathcad 15

Высота молниеотвода, м:

$$h := 25$$

Расстояния между молниеотводами 1 и 3, 1 и 4, 3 и 5, 3 и 6, м:

$$L_M := 20.75$$

Высота линейного портала, м:

$$h_{i1} := 11$$

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot h = 21.25$$

Половина ширины внутренней зоны, м:

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 26.25$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L_{\text{д}} < 2 \cdot h$

$$r_{\text{с.л}} := r_0 = 26.25$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли, м:

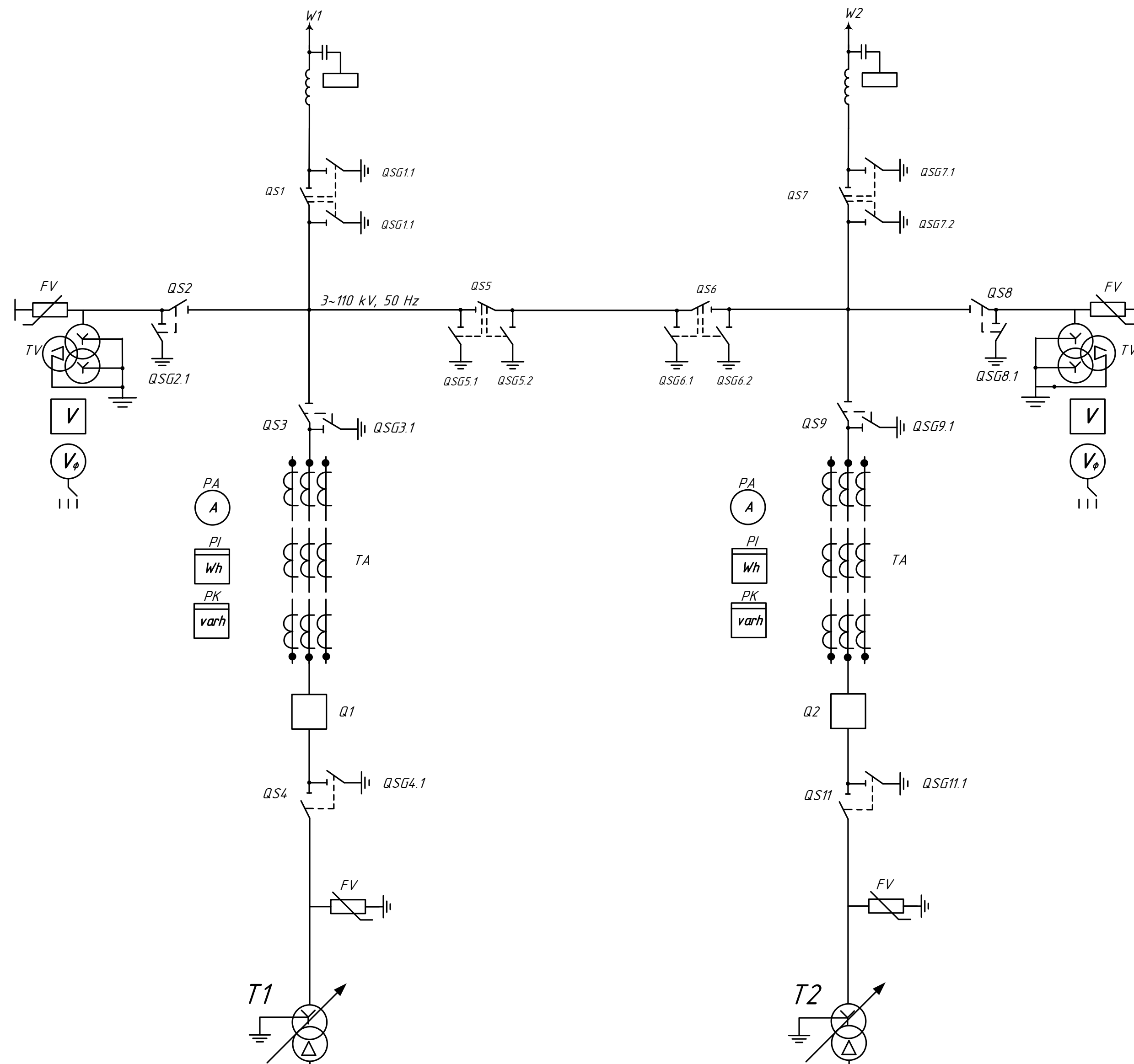
$$h_{\text{с.р.л}} := h_{\text{эф}} - (0.017 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_M - h) = 21.354$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли, м:

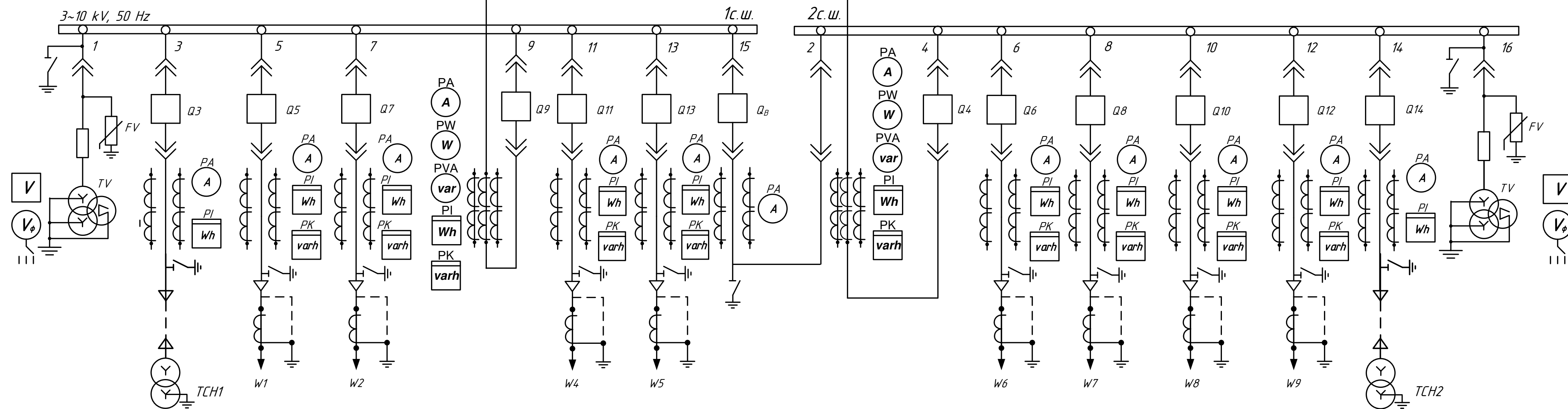
$$r_{\text{с.л.л}} := r_0 \cdot \left(\frac{h_{\text{с.р.л}} - h_{i1}}{h_{\text{с.р.л}}} \right) = 12.728$$

Радиус внутренней зоны, м:

$$r_{\text{л}} := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{i1}}{h_{\text{эф}}} \right) = 12.662$$

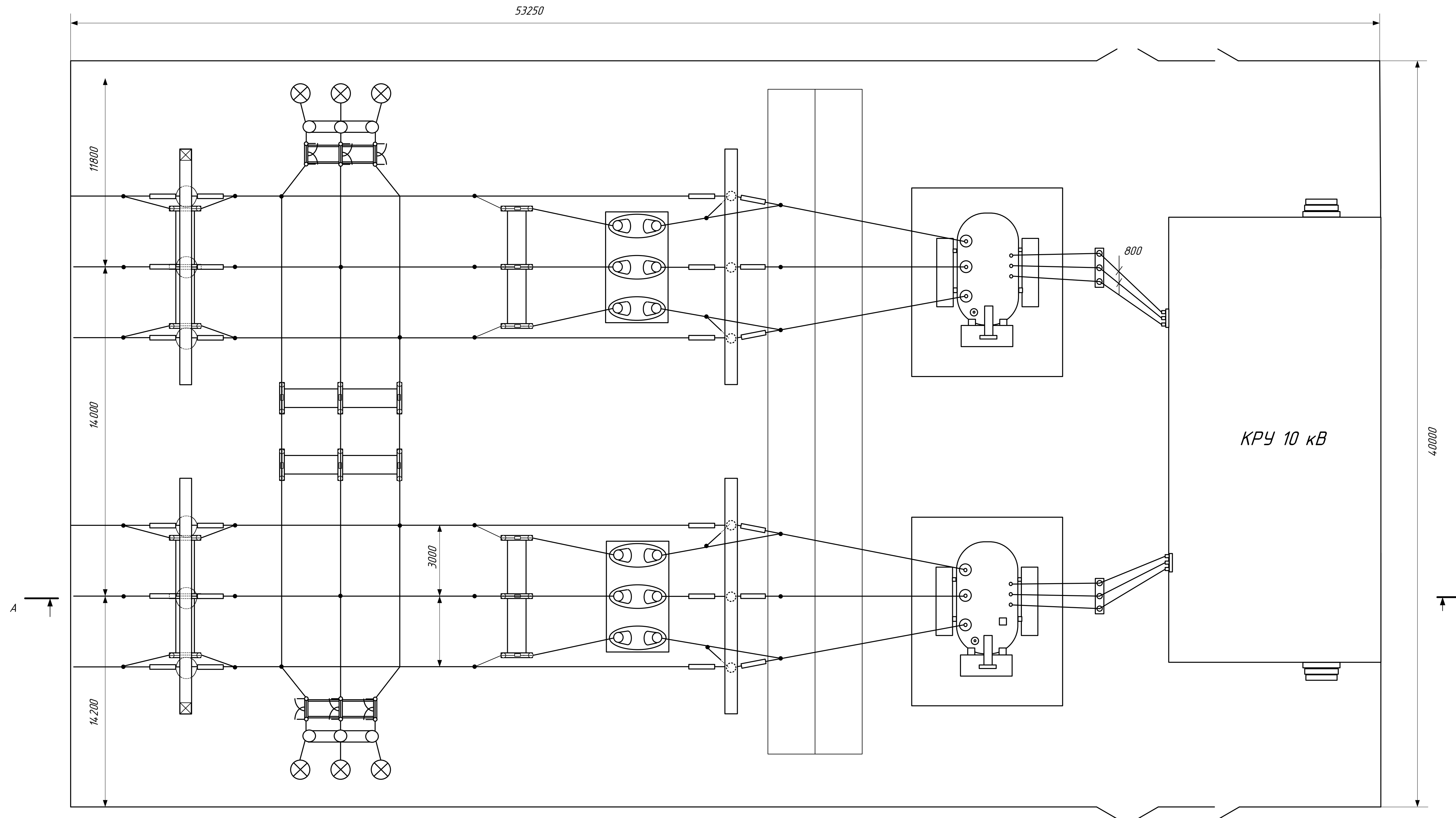


АС - 240/32	Марка провода
ВЗ-400 УХЛ 1	Высокочастотный заградитель
РПВ.2 - 110/2000 УХЛ1	Разъединитель
ОПН 110 УХЛ1	Ограничитель перенапряжений
ЭНОМ - 110 УХЛ1	Трансформатор напряжения
РПВ.1 - 110/200 УХЛ1	Разъединитель
ТГФ - 110 УХЛ1	Трансформатор тока
145 РМ 40 Тип привода: пружинный	Элегазовый выключатель 110 кВ
РПВ.1 - 110/2000 УХЛ1	Разъединитель
ОПН 110 УХЛ1	Ограничитель перенапряжений
2хТДН - 16000/110 У1	Трансформатор



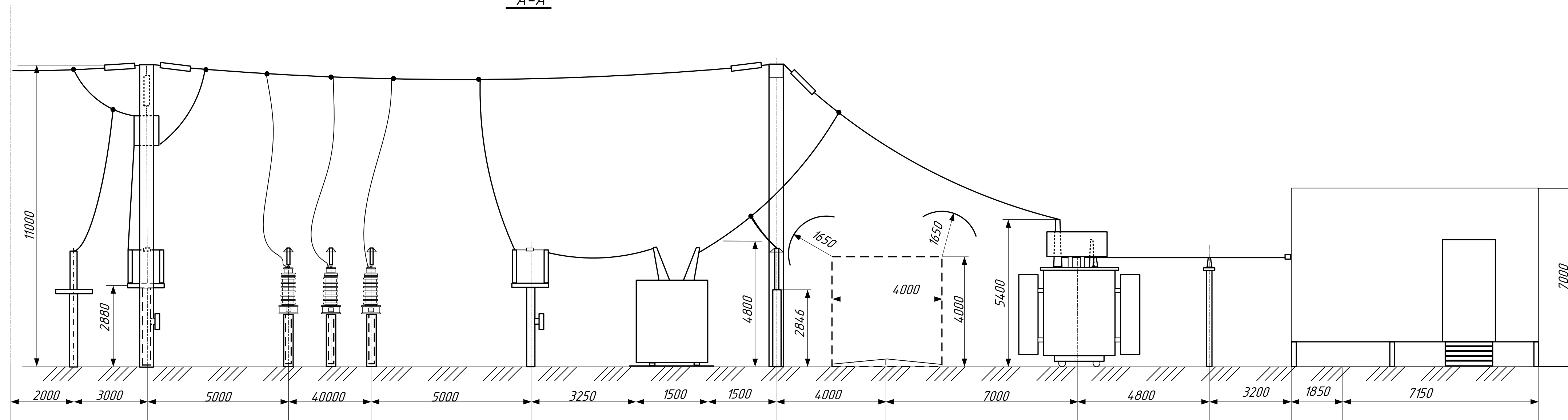
№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	2	4	6	8	10	12	14	16
Назначение	ТН1	ТСН1	КЛ 5	КЛ 9	ВВ	КЛ 13	КЛ 15	СВ	СР	ВВ	КЛ 6	КЛ 8	КЛ10	КЛ 12	ТСН2	ТН2
Тип трансф-ра	НАМИ-10-УХЛ1	ТЛК - 10 - 3	ТЛК - 10 - 3	ТЛК - 10 - 3	ТЛК - 10 - 3	ТЛК - 10 - 3	ТЛК - 10 - 3	ТЛК - 10 - 3		ТЛК - 10 - 3	ТЛК - 10 - 3	ТЛК - 10 - 3	ТЛК - 10 - 3	ТЛК - 10 - 3	ТЛК - 10 - 3	НАМИ-10 УХЛ1
Тип выключателя	Вакуумные выключатели типа ВВЗ-М-10	ВВЗ-М-10-40	ВВЗ-М-10-40	ВВЗ-М-10-40	ВВЗ-М-10-40	ВВЗ-М-10-40	ВВЗ-М-10-40	ВВЗ-М-10-40		ВВЗ-М-10-40	ВВЗ-М-10-40	ВВЗ-М-10-40	ВВЗ-М-10-40	ВВЗ-М-10-40	ВВЗ-М-10-40	Вакуумные выключатели типа ВВЗ-М-10
Привод выкл-ля		Пружинный	Пружинный	Пружинный	Пружинный	Пружинный	Пружинный	Пружинный		Пружинный	Пружинный	Пружинный	Пружинный	Пружинный	Пружинный	

ВКР.144081.13.03.02.Сх				Лит	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		
Разраб	Смирнов П.А.					
Проверил	Максимова Ю.В.					
Т.контр					Лист 2 / Листов 6	
Рецензент						
Н.контр	Козлов А.Н.					
Утв	Савина Н.В.					
Однoлинейная схема ПС «Университетская» 110/10 кВ				Развитие электросетевого комплекса в Русский Приморского края в связи с вводом подстанции напряжением 110 кВ «Университетская»		
				АМГУ Кафедра Энергетики		



ВЗ-400 УХЛ 1	Высокочастотный заградитель
РПВ.2 – 110/2000 УХЛ1	Разъединитель
ОПН 110 УХЛ1	Ограничитель перенапряжений
ЭНОМ – 110 УХЛ1	Трансформатор напряжения
РПВ.1 – 110/200 УХЛ1	Разъединитель
ТГФ – 110 УХЛ1	Трансформатор тока
145 РМ 40 Тип привода: пружинный	Элегазовый выключатель 110 кВ
РПВ.1 – 110/2000 УХЛ1	Разъединитель
ОПН 110 УХЛ1	Ограничитель перенапряжений
2хТДН – 16000/110 У1	Трансформатор

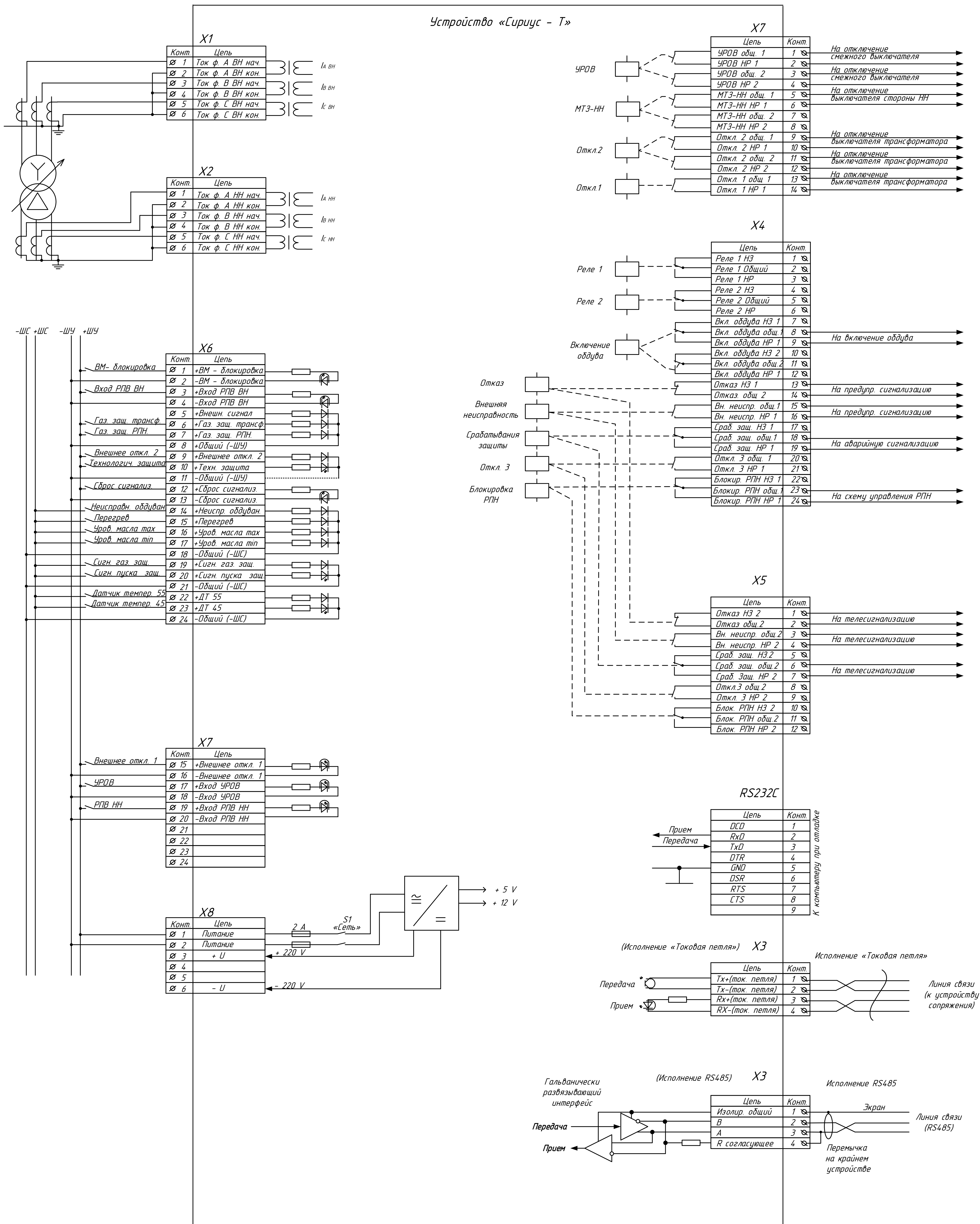
A-A



				ВКР.14.081.13.03.02.Пл				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	План ПС «Университетская» 110/10 кВ	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Смирнов П.А.					у		
Проверил	Мясоедов Ю.В.							
Т.контр.						Лист 3		Листов 6
Рецензент					Развитие электросетевого комплекса о. Русский Приморского края в связи с вводом подстанции напряжением 110 кВ «Университетская»	АМГУ Кафедра Энергетики		
Н.контр.	Козлов А.Н.							
Утв.	Сабина Н.В.							

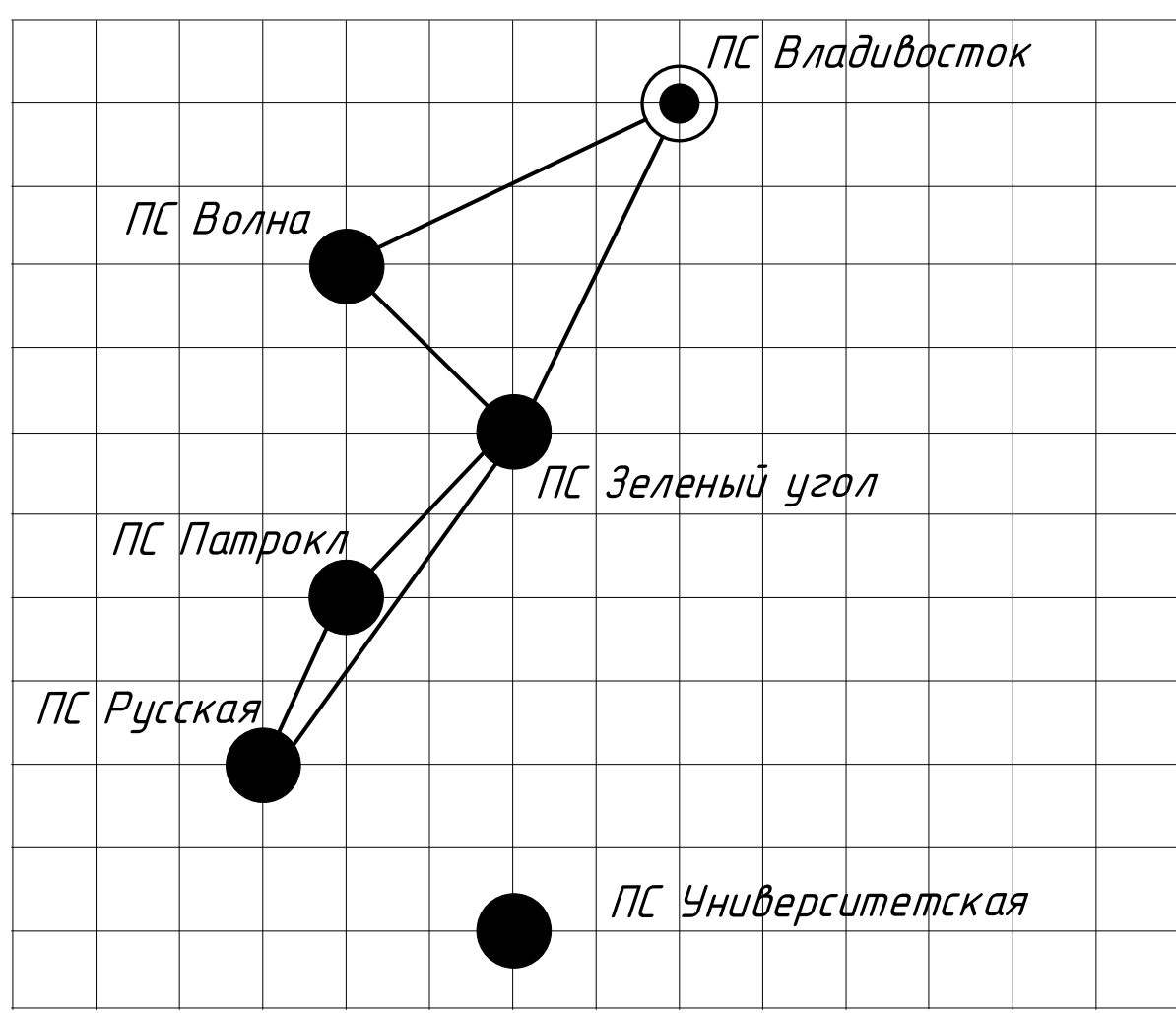
СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ВНЕШНИХ ЦЕПЕЙ К УСТРОЙСТВУ «СИРИУС-Т»

Устройство «Сириус - Т»

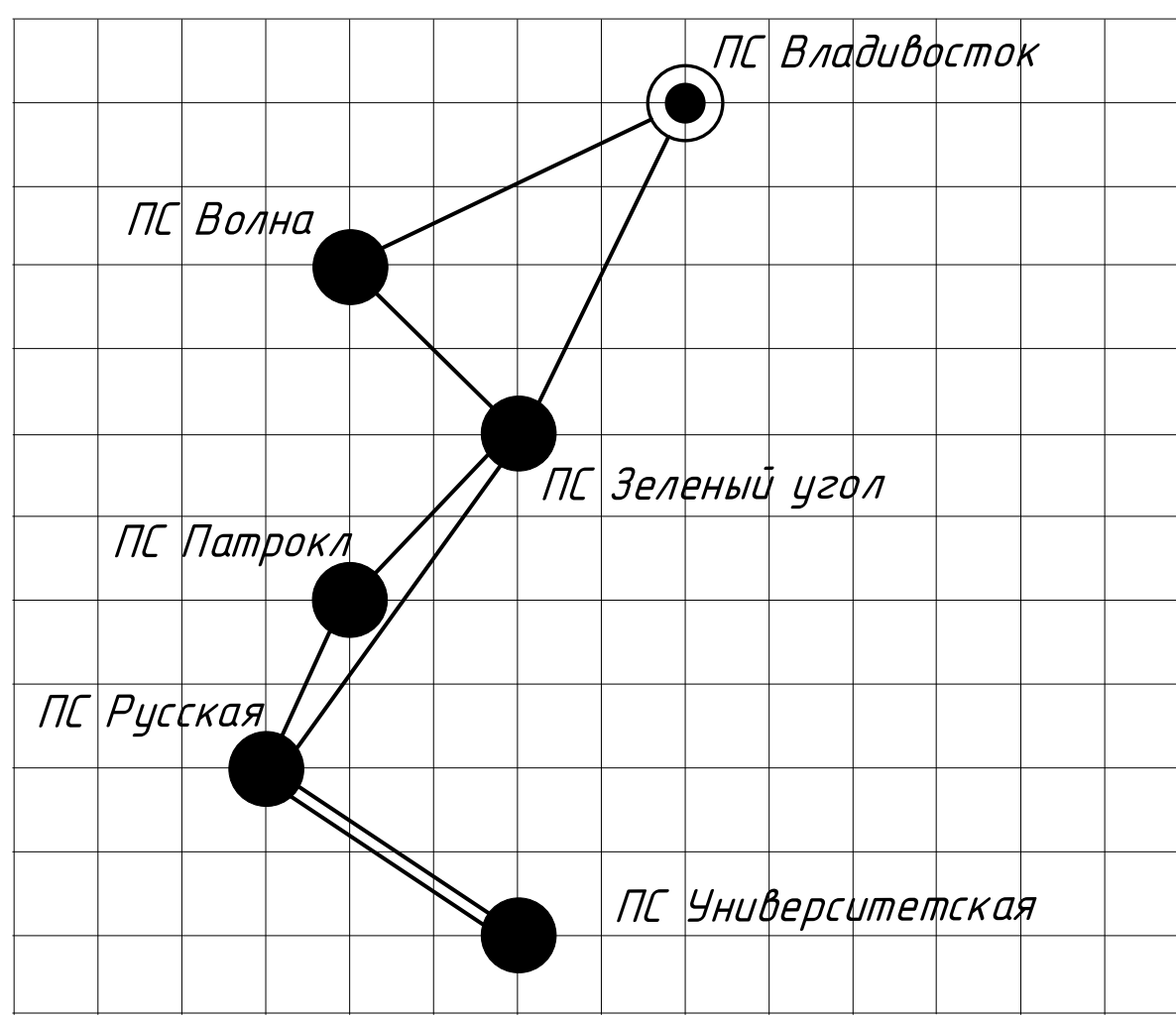


ВАРИАНТЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС УНИВЕРСИТЕТСКАЯ

ИСХОДНАЯ СХЕМА



ВАРИАНТ 1



ВАРИАНТ 2

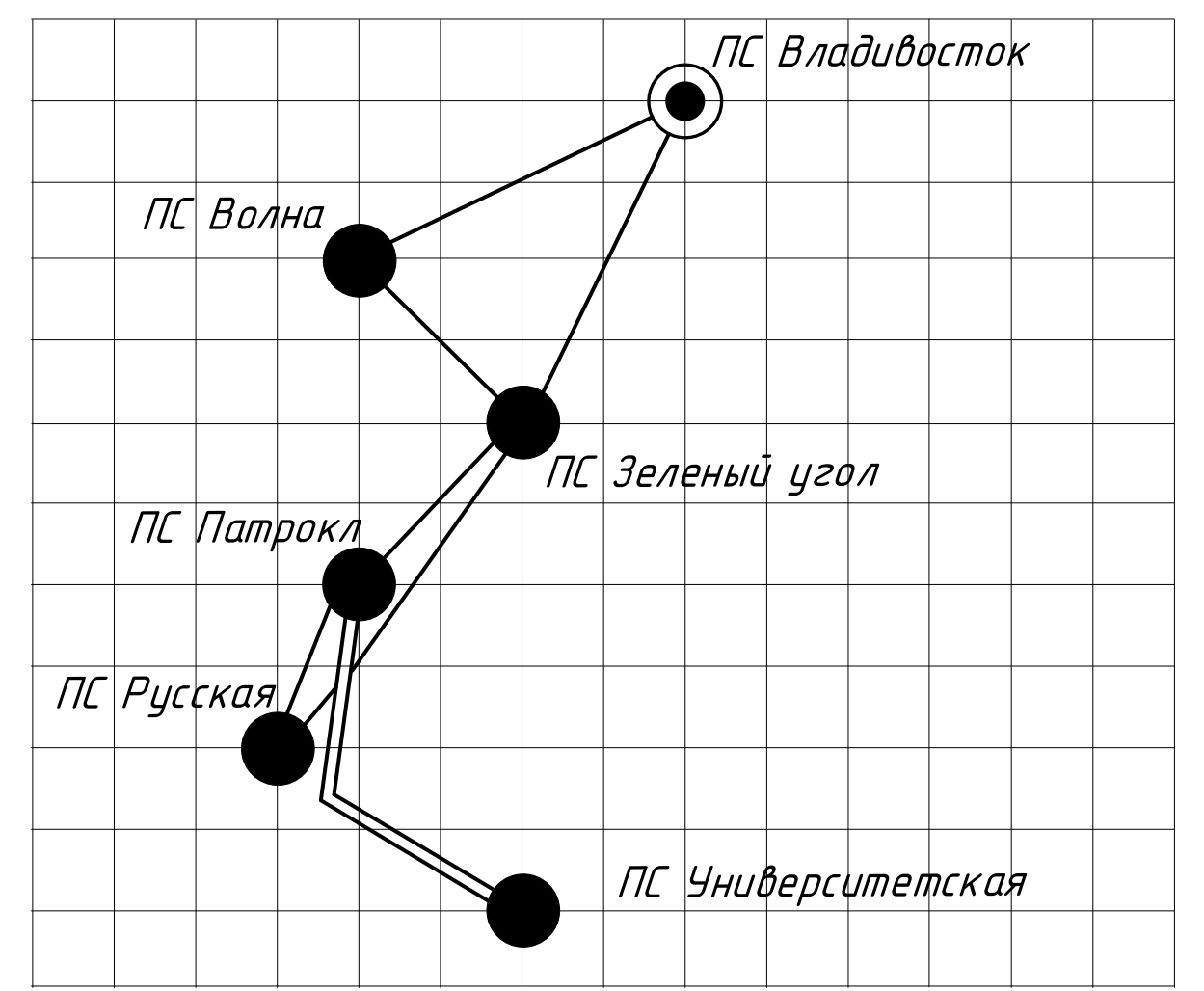


СХЕМА 1

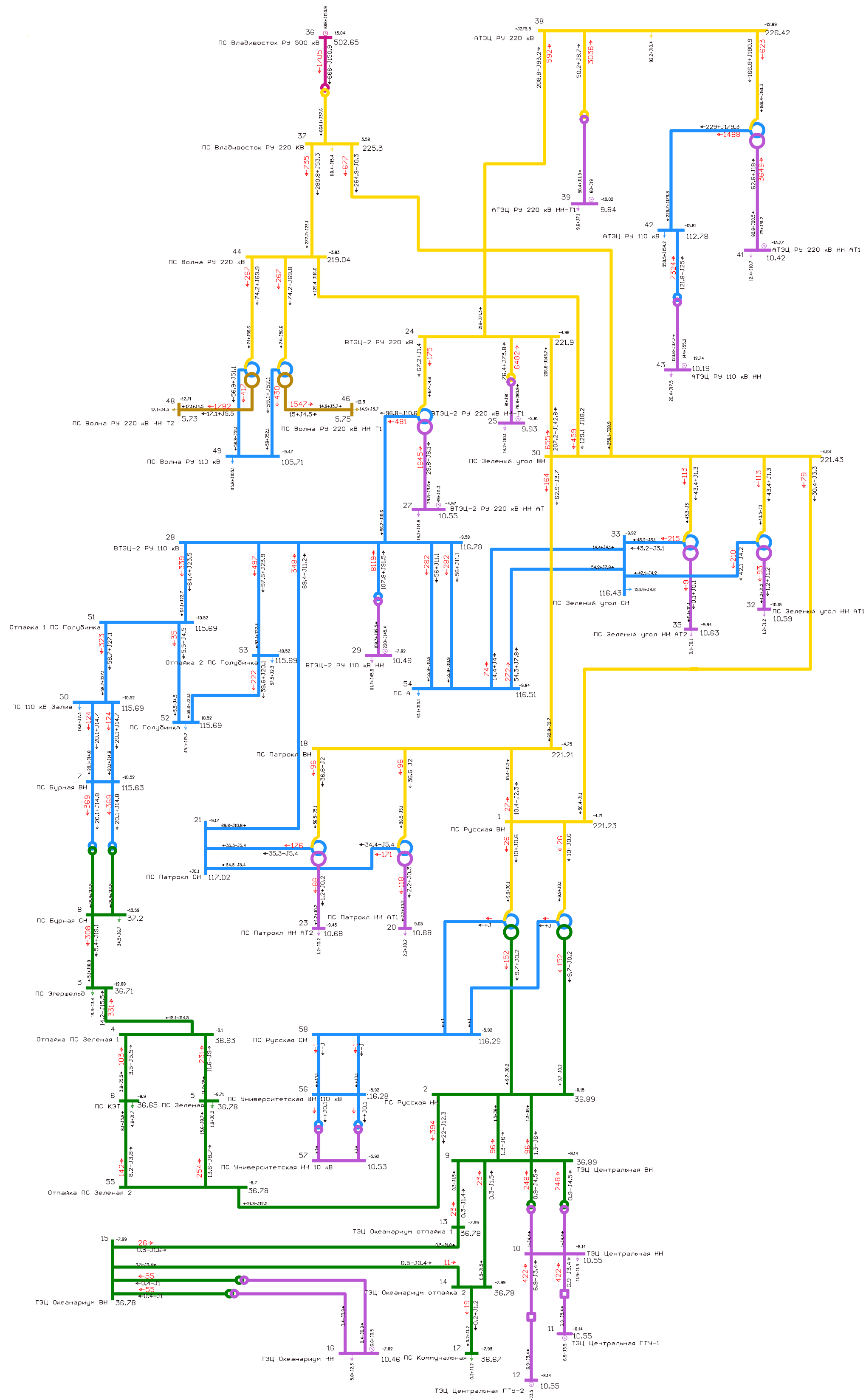
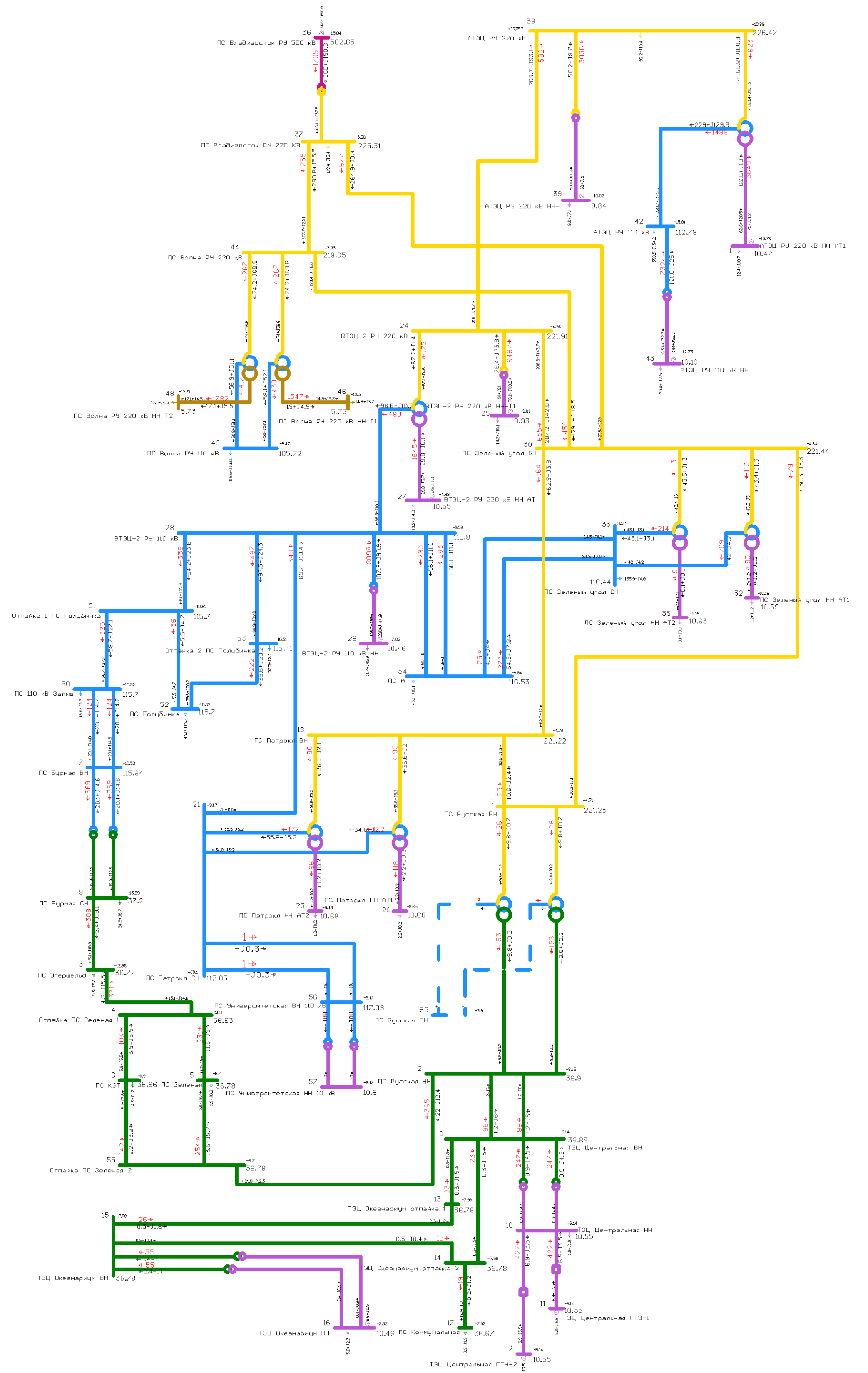


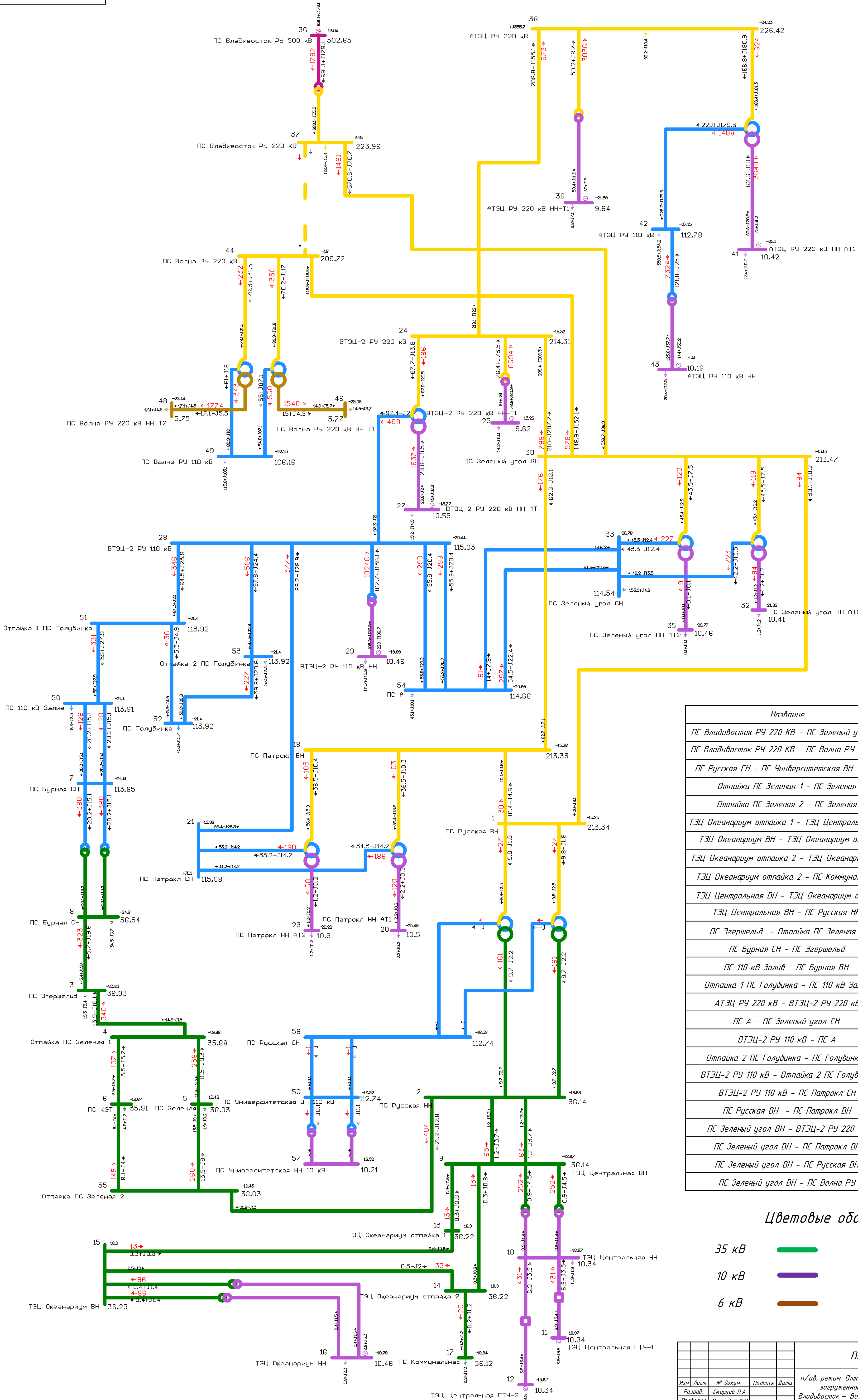
СХЕМА 2



Классы напряжения в зависимости от цветовой гаммы

- 35 кВ █
- 10 кВ █
- 6 кВ █
- 500 кВ █
- 220 кВ █
- 110 кВ █

				ВКР.14.081.13.03.02.Сх				
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Варианты подключения ПС Университетская 110 кВ в энергосистему	Лит	Масса	Масштаб
Разработ	Смирнов П.А.					У		
Проверил	Масеев В.В.							
Т.контр								
Рецензент					Развитие электросетевого комплекса в Русский Приморского края в связи с вводом подстанции напряжением 110 кВ «Университетская»	Лист 5 / Листов 6		
Исполнит	Козлов А.Н.					АМГУ		
Утв	Савина Н.В.					Кафедра Энергетики		



Название	Токовая нагрузка, %
PS Владивосток РУ 220 кВ - PS Зеленый угол ВН	79,4
PS Владивосток РУ 220 кВ - PS Волна РУ 220 кВ	73,5
PS Русская СН - PS Университетская ВН 110 кВ	55,8
Отпайка PS Зеленая 1 - PS Зеленая	48,9
Отпайка PS Зеленая 2 - PS Зеленая	53,6
ТЭЦ Океанариум отпайка 1 - ТЭЦ Центральная ВН	26,8
ТЭЦ Океанариум ВН - ТЭЦ Океанариум отп. 1	26,8
ТЭЦ Океанариум отпайка 2 - ТЭЦ Океанариум ВН	35,1
ТЭЦ Океанариум отпайка 2 - PS Коммунальная	45,6
ТЭЦ Центральная ВН - ТЭЦ Океанариум отп. 2	26,7
ТЭЦ Центральная ВН - PS Русская НН	50,4
PS Эгершельд - Отпайка PS Зеленая 1	60,8
PS Бурная СН - PS Эгершельд	57,7
PS 110 кВ Залив - PS Бурная ВН	42,9
Отпайка 1 PS Голубинка - PS 110 кВ Залив	43,9
АТЭЦ РУ 220 кВ - ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ	65,2
PS А - PS Зеленый угол СН	55,1
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - PS А	53,4
Отпайка 2 PS Голубинка - PS Голубинка	40,5
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - Отпайка 2 PS Голубинка	57,3
ВТЭЦ-2 РУ 110 кВ - PS Патрокл СН	62,6
PS Русская ВН - PS Патрокл ВН	63,8
PS Зеленый угол ВН - ВТЭЦ-2 РУ 220 кВ	66,8
PS Зеленый угол ВН - PS Патрокл ВН	70,4
PS Зеленый угол ВН - PS Русская ВН	63,5
PS Зеленый угол ВН - PS Волна РУ	65,4

Цветовые обозначения

35 кВ		500 кВ	
10 кВ		220 кВ	
6 кВ		110 кВ	

ВКР.14.4081.13.03.02.Сх				Лит	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	п/ав режим. Отключение наиболее загруженной ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна. Максимальный режим.	
Разработ	Смирнов П.А.	Проверил	Масовдов Ю.В.	Т.жандр	Лист 6	Листов 6
Рецензент	Козлов А.Н.	Исполнитель	Савина Н.В.	Утв	АМГУ Кафедра Энергетики	