


Министерство образования и науки Российской Федерации
Государственное образовательное учреждение
Высшего профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ГОУ ВПО «АМГУ»)

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


ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой

Н. В. Савина
«29 06» 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА 

На тему: «Развитие электросетевого комплекса бухты Муравьиная Приморского края в связи со строительством игровой зоны «Приморье»

Исполнитель Бал- 18.06.2018 А.С. Балабанюк
студент группы, 442 об3 (подпись, дата)

Руководитель,  19.06.2018 А.Г. Ротачёва
доцент (подпись, дата)

Консультанты:
безопасность и  19.06.2018 А.Б. Булгаков
экологичность (подпись, дата)
доцент, канд. техн. наук

Нормоконтроль,  20.06.2018 А.Н. Козлов
доцент, канд. техн. наук (подпись, дата)

Благовещенск 2018

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 151 с., 15 рисунков, 48 таблиц, 30 источников, 4 приложения.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Целью проектирования электрических сетей является обеспечение эффективной и надежной схемы энергоснабжения потребителей при соблюдении энергетических балансов и надлежащих уровней качества электрической энергии.

Основные задачи проектирования электрических сетей:

- 1) анализ энергоэкономической характеристики районопроектирования или развития электрических сетей;
- 2) расчет и прогнозирование электрических нагрузок на основе теории вероятности;
- 3) составление балансов активных и реактивных мощностей;
- 4) разработка конкурентноспособных вариантов развития или реконструкции электрической сети;
- 5) выбор оптимального варианта развития на основе современных экономических подходов;
- 6) проектирование линии электропередачи;
- 7) проектирование новых подстанций;
- 8) расчет и анализ установившихся режимов;
- 9) организация релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи;
- 10) оптимизация параметров режима;
- 11) оценка надежности.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ИП – источник питания;

ЛЭП – линия электропередач;

ПС – подстанция;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

РУ- распределительное устройство;

ВН - высокое напряжение;

НН - низкое напряжение;

КЗ - короткое замыкание;

ТКЗ - ток короткого замыкания;

ЭЭС - электроэнергетическая система;

АТЭЦ - Артемовская теплоэлектроцентраль;

КРУ - комплектно распределительное устройство;

ОПН - ограничитель перенапряжений;

ЧДД - чистый дисконтированный доход.

.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Район проектирования.....	10
1.1 Климатическая характеристика района.....	10
1.2 Характеристика существующей электрической сети.....	11
1.3 Необходимость реконструкции существующей схемы.....	15
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок.....	17
3 Выбор варианта сети.....	20
3.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети.....	20
3.2 Компенсация реактивной мощности.....	24
3.3 Выбор мощности трансформаторов.....	25
3.4 Выбор сечения проводов.....	26
4 Выбор оптимального варианта конфигурации электрической сети.....	29
4.1 Определение капиталовложений.....	29
4.2 Определение эксплуатационных издержек.....	32
4.3 Определение среднегодовых эквивалентных расходов.....	33
5 Расчет режимов.....	35
6 Расчет токов короткого замыкания.....	54
7 Выбор электрического оборудования.....	60
7.1 Выбор комплектных распределительных устройств.....	61
7.2 Выбор выключателей.....	62
7.3 Выбор разъединителей.....	63
7.4 Выбор трансформатора тока.....	64
7.5 Выбор трансформатора напряжения.....	69
7.6 Выбор шинных конструкций.....	73
7.7 Выбор изоляторов.....	77
7.8 Выбор ОПН.....	79
7.9 Выбор высокочастотных заградителей.....	84

7.10	Выбор системы оперативного тока.....	85
7.11	Выбор трансформаторов собственных нужд	86
7.12	Выбор аккумуляторных батарей.....	87
8	Молниезащита и заземление.....	91
8.1	Заземление ОРУ и площадок трансформаторов.....	91
8.2	Молниезащита территории ОРУ и площадок трансформаторов.....	93
9	Релейная защита подстанции.....	96
9.1	Общие принципы построения защит.....	96
9.2	Защита трансформатора.....	96
10	Стоимостная оценка результатов строительства подстанции.....	107
10.1	Оценка экономической эффективности проекта.....	107
11	Безопасность и экологичность.....	110
11.1	Безопасность.....	110
11.2	Экологичность.....	116
11.3	Чрезвычайные ситуации.....	122
	Заключение.....	125
	Библиографический список.....	126
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (расчет нагрузок)	129
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б (токи кз)	139
	ПРИЛОЖЕНИЕ В (молниезащита и заземление)	141
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г (экономическая часть)	146

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика – это комплексная отрасль хозяйства, которая включает в свой состав отрасль по производству электроэнергии и передачу ее до потребителя.

Электроэнергетика является важнейшей базовой отраслью промышленности России. От уровня ее развития зависит все народное хозяйство страны, а также уровень развития научно-технического прогресса в стране.

Энергетика Дальнего Востока включает в себя объединенную энергосистему (ОЭС) Востока и пять изолированных энергосистем. При этом фактически ОЭС Востока изолирована, как от ОЭС Сибири, так и от ОЭС Урала и Европейской части России. В настоящее время потребление электроэнергии в ОЭС Востока составляет 70 % (27,3 млрд кВт/ч) от общего электропотребления ДФО. В структуре установленной мощности энергетики ДФО 30 % занимает гидрогенерация, остальное приходится на тепловые электростанции (ТЭС).

На территории ОЭС Востока действуют электрические сети напряжением 110–220–500 кВ. В изолированных энергорайонах действуют электрические сети напряжением 220 кВ и ниже. Характерной особенностью электрических сетей ОЭС Востока является их цепочечный характер и большая протяженность, связанная с удаленностью крупных электростанций от потребителей. В изолированных энергосистемах, вследствие работы не в составе объединенной энергосистемы Востока, возникает необходимость содержания увеличенного резерва мощности и использования большого количества дизельных электростанций на дорогом топливе. Развитие сетевой инфраструктуры ДФО и строительство в соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики межсистемных линий электропередачи ЛЭП-220-500 кВ общей протяженностью свыше 3,5 тыс. км жизненно необходимо для решения задачи по обеспечению параллельной

работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока, а также сокращения до минимума существования изолированных узлов в самом округе.

Дальний Восток обладает огромным потенциалом для развития альтернативной энергетики на возобновляемых источниках. Основную часть потенциала составляет геотермальная энергия и энергия приливов.

На Дальнем Востоке развитие электроэнергетики будет происходить главным образом за счет строительства новых ГЭС и ТЭС на угле и газе (по мере освоения газовых месторождений в этой части страны для смягчения экологической обстановки, прежде всего, в крупных городах).

Широко будут использоваться гидроэнергетические установки различных мощностей с их концентрацией в регионах Сибири и Дальнего Востока, выполняющих системообразующую роль и покрывающих пиковую часть графика нагрузки.

На сегодняшний день состояние электрических сетей Дальнего Востока находится в изношенном состоянии, оборудование устарело, потери электроэнергии значительны, что ведет к увеличению тарифа.

Передача и распределение электрической энергии осуществляется с помощью электрических сетей.

Целью проектирования электрических сетей является обеспечение эффективной и надежной схемы энергоснабжения потребителей при соблюдении энергетических балансов и надлежащих уровней качества электрической энергии.

Основные задачи проектирования электрических сетей:

- 1) анализ энергоэкономической характеристики районопроектирования или развития электрических сетей;
- 2) расчет и прогнозирование электрических нагрузок на основе теории вероятности;
- 3) составление балансов активных и реактивных мощностей;
- 4) разработка конкурентноспособных вариантов развития или реконструкции электрической сети;

- 5) выбор оптимального варианта развития на основе современных экономических подходов;
- 6) проектирование линии электропередачи;
- 7) проектирование новых подстанций;
- 8) расчет и анализ установившихся режимов;
- 9) организация релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи;
- 10) оптимизация параметров режима;
- 11) оценка надежности.

Проектирование осуществляется по известному взаимному географическому расположению источников питания и пунктов приема электроэнергии, климатических и географических особенностей района проектирования, категоричности и типу потребителей, продолжительности использования наибольшей нагрузки. В проекте применим такие методы, как:

- расчёт и прогнозирование электрических нагрузок;
- технический анализ вариантов конфигураций электрической сети.

Данный проект предусматривает проектирование электроэнергетической сети на примере Дальнего Востока.

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети Востока (МЭС) Востока – приступил к проектно-изыскательским работам по организации схемы внешнего электроснабжения объектов игровой зоны «Приморье», строительство которых ведется в 50 км от г. Владивосток в курортной зоне Уссурийского залива на берегу бухты Муравьиная.

Целью бакалаврской работы является разработка оптимальной схемы подключения ПС «Черепаша». В данной выпускной квалификационной работе был произведён расчет нагрузок, определены токи кз, подсчитана молниезащита и заземление, произведена экономическая часть с помощью ручного режима Mathcad. С помощью ПК RastrWin 3 были произведены расчёты нормального, минимального, максимального и аварийного режима работы сети.

1 РАЙОН ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика района

Юг Приморского края характеризуется относительно комфортным климатом, максимально приближен одновременно к нескольким странам Азиатско-Тихоокеанского региона, обладает незамерзающей акваторией, богатой биологическими ресурсами, самой высокой плотностью инфраструктуры, относительно диверсифицированной структурой экономики и наличием признанных научно-исследовательских учреждений.

Основные подразделения, участвующие в выработке продукции: топливно-транспортный, котельный, турбинный, электрический, химический цеха, цех тепловой автоматики и измерений. Работа станции осуществляется четырьмя турбогенераторами типа ТВФ-100-2 мощностью по 100 МВт каждый, четырьмя паровыми турбоагрегатами мощностью по 100 МВт каждый, а также восьмью котельными агрегатами высокого давления типа БКЗ-220-100Ф.

При проектировании необходимо знать условия окружающей среды, в которых будет разрабатываться, и эксплуатироваться сеть.

Климатические условия юга Приморского края во многом определяются его географическим положением - на стыке Евразии и Тихого океана.

Средняя температура зимой составляет -17°C , летом $+17,7^{\circ}\text{C}$.

Минимальная температура в январе месяце составляет -40°C , максимальная температура в июле месяце составляет $+28^{\circ}\text{C}$.

Таблица 1 – Характеристика района

Зона по гололёду	Зона по ветру	Зона грозových часов
IV зона 25мм	IV зона 800Па	От 20 до 40 ч

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

Сейсмичность района – 6 баллов, количество грозových часов: 20 – 40.

Данная местность относится к районам с умеренной пляской проводов.

1.2 Характеристика существующей электрической сети.

Рассматриваемый участок сети расположен в Приморском крае России, в 50 км от г. Владивосток в курортной зоне Уссурийского залива на берегу бухты Муравьиная.

Электростанция работает на привозных каменных углях. Компоновка станции — схема с поперечными связями. Система водоснабжения — оборотная с градирнями. 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.

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

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

Артемовская ГРЭС отмечена различными знаками почета. В годы Великой Отечественной войны за самоотверженный труд и безаварийную работу коллективу предприятия 26 раз присуждалось Знамя

Государственного Комитета Оборона, а в 1946 г. оно передано станции на вечное хранение. В 1967 г. Артемовская ГРЭС награждена Юбилейным Красным Знаменем. В послевоенные годы станция 18 раз завоевывала 1-е место во всесоюзном социалистическом соревновании. В 1972 г. коллективу предприятия вручены Красное Знамя и Почетный знак ЦК КПСС за 1-е место в социалистическом соревновании.

Численность персонала станции более 600 человек. Из них 23% – руководители, специалисты, служащие, 77% – рабочий персонал.

Значительное место занимают отрасли, связанные с природно-ресурсным потенциалом края, - горнодобывающая промышленность, агропромышленный и рыбо хозяйственный комплексы, а также пищевая промышленность (прежде всего рыбная) и машиностроение (прежде всего авиастроение, судостроение и судоремонт), лесная промышленность.

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

Основными источниками питания являются – Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ и ряд ПС, 220 кВ и 500 кВ. Также в районе проектирования располагаются следующие подстанции: Штыково, Кролевцы, Зеленый Угол, Горностаи, Аэропорт, Океан, Патрокл, Русская, Волна, Седанка, Чайка.

Все подстанции имеют различные схемы подключения, такие, как (тупиковые двухтрансформаторные подстанции по двум воздушным линиям, мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии, мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, треугольник, четырехугольник, одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Загрузка трансформаторов и ВЛ 110, 220 кВ, в районе проектирования приведены в таблице 2 и таблице 3.

Таблица 2 – Загрузка трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Номер тр-ра	Мощность, МВА	Кoeff. загрузки за 22ч, %
1	Черепиха	T-1	25	82,2
2	Черепиха	T-2	25	82,2
3	Владивосток	T-1	167	71,8
4	Владивосток	T-2	167	71,8
5	Владивосток	T-3	167	71,8
6	Зеленый Угол	T-1	63	36,5
7	Зеленый Угол	T-2	63	36,5

Таблица 3 – Загрузка линий 110, 220 кВ

№ п/п	Наименование линии	U (кВ)	Марка провода, кабеля	Сечение провода
1	Артемовская ТЭЦ - Черепиха	110	АС-240/32	240
2	Зеленый Угол – 1 ОТ. Черепиха	220	АС-400/51	400
3	Зеленый Угол – 1,2 ОТ. Черепиха - Владивосток	220	АС-400/51	400
4	2 ОТ. Черепиха - Владивосток	220	АС-240/32	240
5	Черепиха	220	АС-400/51	400

1.3 Необходимость реконструкции существующей схемы

Игровая зона «Приморье» – одна из четырех официально установленных игровых зон в России. Реализация проекта предусматривает строительство гостиниц различного класса, казино, яхт-клуба, причала для судов, горнолыжной трассы, торгово-выставочного и административно-офисного центров, гостевых вилл, благоустроенных территорий и пляжей. По оценкам специалистов, уникальная экосистема Приморского края, его близость к странам Азиатско-Тихоокеанского региона делают приморскую игровую зону наиболее привлекательным проектом с точки зрения инвестиций. Эксплуатация объектов игровой зоны обеспечит дополнительный стимул для развития региона, увеличит туристические потоки на российскую территорию, создаст новые рабочие места для жителей края.

Строительство данных объектов делает проект инвестиционно привлекательным и позволяет преодолеть возможные инфраструктурные ограничения без дополнительного участия инвесторов в строительстве этих объектов, т.е. арендаторы не несут дополнительных расходов по проектированию и строительству транспортной и инженерной инфраструктуры.

Для электроснабжения в игровой зоне бухте Муравьиная необходимо спроектировать подстанцию для обеспечения энергии данной зоны.

Спроектированная подстанция зоны Приамурья будет запитана от шин 220 кВ ПС Черепиха.

Карта схема размещения планируемых объектов приведена на рисунке – 1

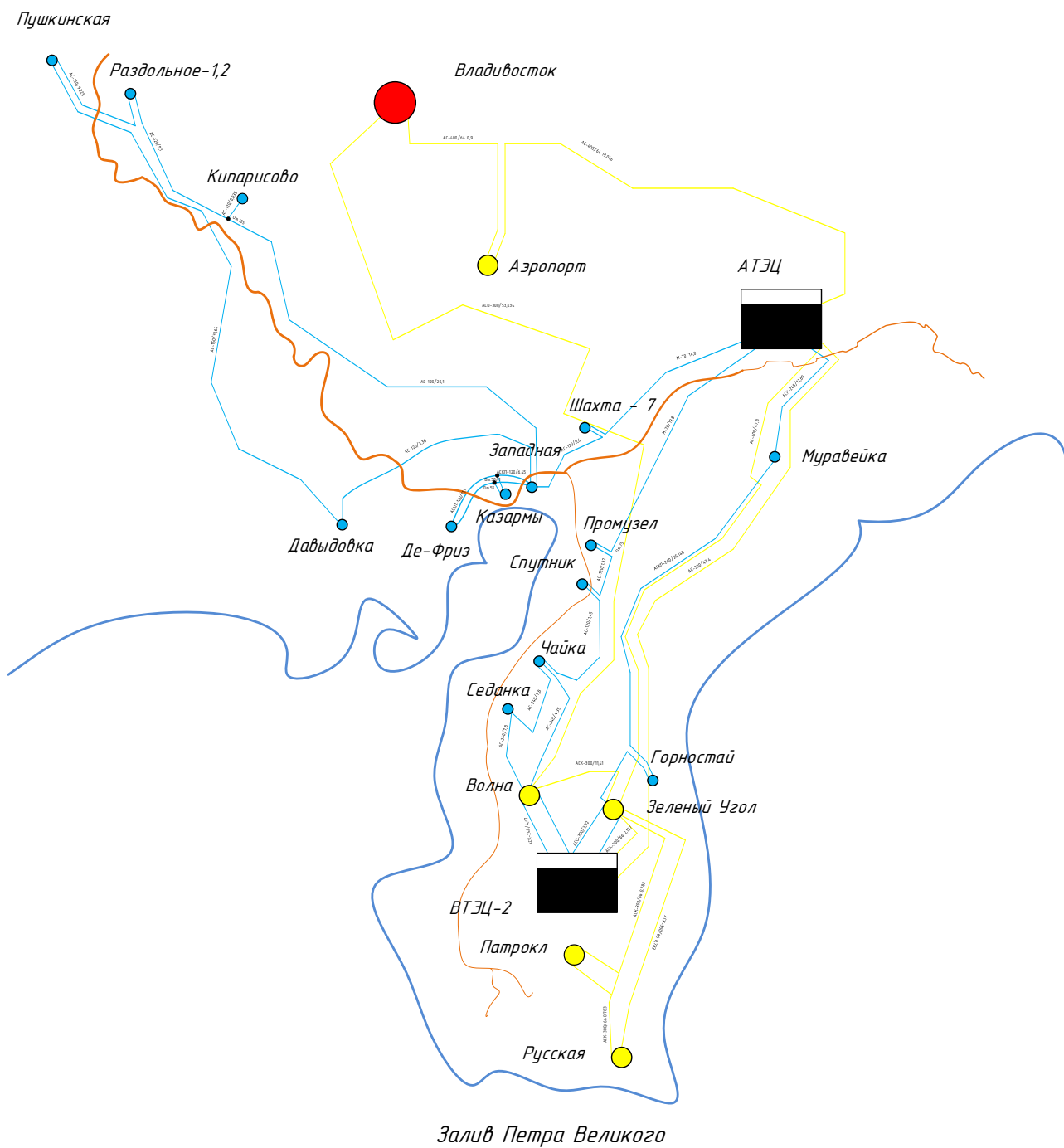


Рисунок 1 – Карта схема

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок (РЭН) является наиболее ответственным расчётом, необходимым для проектирования электрических линий, станций и подстанций. РЭН – первоочередный вопрос, решаемый при проектировании и развитии электрических сетей, определяющий ход всех дальнейших расчётов. Результаты расчёта в значительной степени определяют размеры капитальных вложений в энергетическое строительство.

Задача расчета: по данным контрольных замеров в летний и зимний периоды определить летние и зимние вероятностные характеристики электрических нагрузок. К тому же необходимо уточнить максимальные нагрузки, которые будут определяться составом и процентом подключаемых потребителей.

Данный раздел базовый, потому как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций, проводов и опор ЛЭП.

Под вероятностными характеристиками понимают - максимальную мощность, необходимую для выбора элементов сети, среднюю мощность, для выбора трансформаторов; эффективную мощность, для расчёта потерь электрической энергии.

Потоки мощности по контрольным замерам приведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Установленная мощность подстанций

Подстанции	Установленная мощность, МВт
Черепиха	41,1
Зелёный угол	50,4
Владивосток	357

Рассчитываются вероятностно - статистические характеристики для подстанций:

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

Средняя активная и реактивная мощность:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}}; \quad (1)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi; \quad (2)$$

$$Q_{cp} = 29,46 \cdot 0,5 = 13,19$$

2. Под *среднеквадратичной (эффективной) мощностью* понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

Среднеквадратичная или эффективная активная и реактивная мощность:

$$P_{ск} = P_{cp} \cdot K_{\phi}; \quad (3)$$

$$Q_{ск} = P_{ск} \cdot tg\varphi; \quad (4)$$

3. *Максимальная реактивная мощность* – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

Максимальная реактивная мощность:

$$Q_{max} = P_{max} \cdot tg\varphi; \quad (5)$$

$$Q_{max} = 52,60 \cdot 0,5 = 21,56$$

Расчеты приведены в приложении А.

Вероятностные характеристики занесены в таблицу 5.

Таблица 5 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях

Наименование подстанции	Время	$P_{ср.}$ <i>МВт</i>	$P_{эф.}$ <i>МВт</i>	$P_{max.}$ <i>МВт</i>	$Q_{ср.}$ <i>Мвар</i>	$Q_{эф.}$ <i>Мвар</i>	$Q_{max.}$ <i>Мвар</i>
Черепиха	Зима	38,327	41,008	68,433	17,16	17,954	28,05
	Лето	31,393	33,592	56,06	13,856	14,506	22,663
Зеленый Угол	Зима	49,451	63,463	131,53	23,132	29,312	60,288
	Лето	41,424	53,159	110,21	19,32	24,485	50,362
Владивосток	Зима	378,98	407,21	686,49	159,19	170,14	283,15
	Лето	321,89	345,9	583,2	134,68	143,96	239,62

Остальные подстанции будут рассчитаны и приведены в RastrWin3

$$P_{ср}^{np} = P_{ср} \cdot (1 + \varepsilon)^{np}; \quad (6)$$

где $\varepsilon = 5.41$ относительный прирост электрической нагрузки выбранного района. В данной работе для Приморского края будет равен 0,0541.

Время прогноза для распределительных сетей принимают равным 5 лет.

Определим прогнозируемое значение нагрузки по формуле сложных процентов для подстанции Черепиха:

$$P_{ср}^{np} = 29,49 \cdot (1 + 0,0541)^5 = 38,327$$

Произведенный расчет необходим для выбора оборудования и расчет электрических режимов.

3 ВЫБОР ВАРИАНТА СЕТИ

3.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети

Принцип составления схем (согласно СО 153-34.20.118-2003):

1) На разомкнутых участках сети не должно быть обратных перетоков мощности.

2) В качестве источников питания сети 110 кВ рекомендуется использовать ПС 220/110 кВ, имеющие независимые питающие линии.

3) Рекомендуется обеспечивать двустороннее питание ПС, присоединенной одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ не должно превышать 120 км, а количество присоединенных промежутков ПС не больше трёх.

4) При питании ПС с потребителями первой категории рекомендуется применение одной двухцепной ВЛ вместо двух одноцепных.

5) Рекомендуется принимать к установке на ПС 110 кВ трансформаторы единичной мощностью не выше 63 МВ·А.

6) В кольцевых сетях не рекомендуется использовать участки разного номинального напряжения.

7) Рекомендуется использовать более простые варианты конфигурации сети, требующие наименьшего числа трансформаторов и наименее сложного типа РУ ПС.

8) При построении схем необходимо учитывать, что замкнутые схемы более надежны, а разомкнутые – более экономичны.

9) Исходными данными при составлении вариантов сети являются взаимное расположение источников питания и пунктов потребления электрической энергии, вероятностные характеристики на 5 год эксплуатации отдельно по активной и реактивной мощностям, категорийность электроприемников в процентном соотношении.

Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество

энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего развития и подключение новых потребителей.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети принимают повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов и из них, на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Каждый вариант должен вычерчиваться в масштабе с указанием числа цепей и длин линий под ними.

В данном проекте составлено два варианта конфигурации электрических сетей. Приведём таблицу с расчётными данными для двух вариантов.

Таблица 6 – Длины линий и количество выключателей для всех вариантов

Номер варианта	Количество выключателей	Длины линий, км
1	7	14,4
2	9	105,6

Схемы и варианты подключения ПС «Черепаша» представлены в рисунках 2, 3, 4, 5.

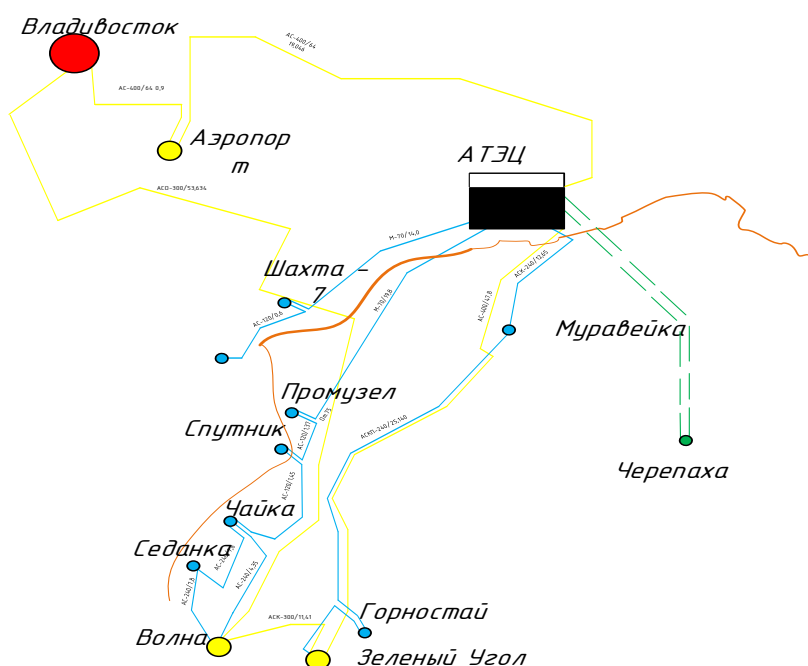


Рисунок 2 – Карта – схема вариант № 1

рассчитать по всем параметрам два варианта и выбрать, тот или иной вариант, который будет осуществим.

Рассчитаем основные параметры сети для конкурентоспособных вариантов.

3.2 Компенсация реактивной мощности

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4. Для расчетов нам необходимо сравнить этот коэффициент с заданным и выбрать наименьший. Прежде, чем определить мощности устанавливаемых на подстанциях КУ, необходимо выбрать по какому коэффициенту мощности будет производиться выбор компенсирующих устройств. Это может быть балансирующий коэффициент $\text{tg}\varphi_{\text{бал}}$, выбирающийся из условия равенства коэффициентов мощности на шинах 10 кВ подстанции, либо экономический коэффициент $\text{tg}\varphi_{\text{эк}}$, обеспечивающий минимум суммарных потерь мощности в схеме. Значения для $\text{tg}\varphi_{\text{эк}}$ для каждого уровня напряжения приведены в задании.

Таким образом, нам необходимо найти экономически целесообразный коэффициент мощности, удовлетворяющий требованиям минимума суммарных потерь мощности в сети. Он получается путём сравнения $\text{tg}\varphi_{\text{бал}}$ с $\text{tg}\varphi_{\text{эк}}$.

Выполняется расчет баланса реактивной мощности, в результате которого определяется балансирующий тангенс $\text{tg}\varphi_{\text{бал}}$.

Выбор компенсирующих устройств, приведенный в приложении А, осуществляется в следующем порядке:

1. Определяем суммарную мощность компенсирующих устройств в каждом узле, т.е. на шинах низкого напряжения каждой подстанции:

$$Q_{\text{maxi}} = P_{\text{maxi}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{зад.сист.}} ; \quad (7)$$

$$Q_{\text{maxi}} = 29,46 \cdot 0,4 = 6,843 ;$$

где P_{maxi} - максимальная мощность на данной подстанции, МВт;

$tg\varphi_{зад.сист.}$ - коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой, в данном проекте равным 0,4.

2. Полученную мощность делим на количество секций шин

3. На полученную мощность компенсирующего устройства выбираются батареи конденсаторов (БК) суммарная мощность которых максимально приближена к ней из стандартного ряда имеющихся в производстве БК: 0,45; 0,9; 1,125; 1,35; 2,25; 3,15Мвар.

4. Ищем не скомпенсированную мощность, которая используется в дальнейших расчетах по формуле:

$$Q_{нескi} = Q_{макi} - Q_{куi}^{факт}; \quad (8)$$

$$Q_{нескi} = 28,05 - 6,75 = 21,3;$$

где $Q_{макi}$ - максимальная реактивная мощность на подстанции.

В данной работе по указанному критерию установка конденсаторов не требуется. Результаты расчета приведены в приложение А.

3.3 Выбор мощности трансформаторов

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов является средняя активная мощность и некомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор:

$$S_{расчi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_m \cdot K_3} \quad (9)$$

Для подстанции 110 кВ "Черепаха":

$$S_{расчi} = \frac{\sqrt{38,33^2 + 21,3^2}}{2 \cdot 0,7} = 31,32$$

где $S_{расчi}$ - расчетная полная мощность трансформатора,

$P_{срi}$ - средняя активная мощность на соответствующей подстанции,

$Q_{нескi}$ - не скомпенсированная реактивная мощность,

n - количество трансформаторов на подстанции, в данном проекте на подстанции равно 2.

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Значение номинальной мощности должно быть больше расчётной. Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки. После выбора трансформаторов из стандартного ряда проверяем их по коэффициенту загрузки, чтобы он находился в пределах $0,5 \leq k_3 \leq 0,75$.

Результаты расчета (приложение А) сведем в таблицу.

Таблица 7 – Выбор трансформаторов

Наименование ПС	$S_{расч}$, МВа	$S_{тр}$, МВа	k_3	Марка трансформатора
Черепаша	31,32	40	0,548	ТД-40000/110
Владивосток	221,49	250	0,62	АТДЦТН- 25000/220/110
Зеленый угол	54,22	63	0,602	ТРДН-63000/220

3.4 Выбор сечения проводов

В сетях и линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ используются сталеалюминевые провода. Содержание стали в сталеалюминевых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На воздушных линиях чаще всего применяются сталеалюминевые провода марки АС.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (10)$$

$$I_{max} = \frac{\sqrt{68,433^2 + 21,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 0,19,$$

где P_{max} $Q_{неск}$ – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (11)$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,3 \cdot 0,19 = 0,257$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

$$\alpha_i = 1,05;$$

$$\alpha_t = 1,3.$$

Т.к. сеть сложно замкнутая, то провода выбираем по действующему сечению и марки провода.

Проверку проводов проведем в программе RastrWin3.

Таблица 8 - Сечения линий в варианте №1

Участок	$U_{ном}$ кВ	Кол-во цепей	Марка провода
АТЭЦ - Черепаха	110	2	АС-240/32

Таблица 9 - Сечения линий в варианте №2

Участок	$U_{ном}$ кВ	Кол-во цепей	Марка провода
Зеленый Угол – 1 ОТ. Черепаша	220	1	АС-400/51
2 ОТ. Черепаша – Владивосток	220	1	АС-240/32
Владивосток – 1,2 ОТ. Черепаша – Зеленый Угол	220	1	АС-400/51
Черепаша	220	2	АС-400/51

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Показатели, характеризующие полные расходы денежных средств и электрооборудования, необходимые для сооружения и эксплуатации сети, а также некоторые удельные технико-экономические показатели, характеризующие обоснованность решений, принятых в процессе проектирования сети:

1) Капиталовложения на сооружение линий, подстанции и сети в целом (тыс. руб.);

2) Ежегодные издержки по эксплуатации линий, подстанций и сети в целом (тыс. руб./год);

3) Удельная себестоимость передачи электроэнергии по сети от шин заданного источника питания до шин вторичного напряжения (10 кВ) понижающих подстанций 35—220 кВ (руб./кВт·ч);

4) Потери активной мощности и потери электроэнергии в спроектированной сети, соответственно в кВт, кВт·ч/год, и в процентах от полезно отпущенной потребителям мощности и электроэнергии;

5) Основные натуральные показатели сети, такие как: количество понижающих трансформаторов с разделением по номинальным напряжениям и мощностям; количество выключателей с разделением по номинальным напряжениям; количество километров проводов (по маркам и в однофазном исчислении); суммарная мощность компенсирующих устройств с разделением по типам и номинальным напряжениям.

Для дальнейшего расчёта режима, необходим один вариант, для этого необходимо провести технико-экономическое сравнение вариантов.

4.1 Определение капиталовложений

Возможно два пути расчета капитальных вложений:

1. Полный расчет параллельно двух конкурентно-способных вариантов

2. Сравнение между собой меняющихся частей и полный расчет только лучшего варианта.

В данном проекте проведен полный расчет двух выбранных вариантов.

Капитальные вложения – расход на сооружение энергетического объекта.

Общие капитальные вложения электрической сети определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} \cdot k_{зонис} + K_{Л} \cdot k_{зонвл}, \quad (12)$$

Для первого варианта:

$$K = 422628 \cdot 1,3 + 197914 \cdot 1,4 = 826495,$$

Для второго варианта:

$$K = 422628 \cdot 1,3 + 1341540 \cdot 1,4 = 2355040,$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружение подстанций,

$K_{Л}$ - капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на подстанции определяются в зависимости от их номинального напряжения, схемы электрических соединений (на напряжениях 35—220кВ), типов отключающей аппаратуры на стороне высшего напряжения (выключатели, отделители в комплекте с короткозамыкателями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов.

$$K_{ПС} = K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}, \quad (13)$$

Для первого варианта:

$$K_{ПС} = (17200 + 21000 + 11000) \cdot 8,59 = 422628,$$

Для второго варианта:

$$K_{ПС} = (579620 + 21000 + 11000) \cdot 8,59 = 4856260,$$

где $K_{ору}$ - капиталовложения на сооружение распределительных устройств, тыс. р.

$K_{ку}$ - капиталовложения на установку компенсирующих устройств, тыс.

р.

$K_{тр}$ - капиталовложения на покупку и монтаж силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, тыс. р.

$K_{посм}$ - постоянная часть затрат, куда входит стоимость земли, где будет установлена подстанция, благоустройство этой земли, все строительные сооружения, заземления, организация пожарной безопасности, экологическое устройство.

Капиталовложения на сооружение линий сети находятся в зависимости от их номинальных напряжений, марок проводов, материала и типа опор (одноцепные, двухцепные). Они включают в себя затраты на изыскательные работы, подготовку трассы, приобретение опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), приобретение кабелей, кабельных муфт, затраты на транспортировку, монтаж линии.

$$K_{лэп} = \kappa_{уд} \cdot l, \quad (14)$$

Для первого варианта:

$$K_{лэп} = 1600 \cdot 14,4 = 23040,$$

Для второго варианта:

$$K_{лэп} = (890 \cdot 13,2) + (1250 \cdot 40,8) + (2320 \cdot 2,4) + (1250 \cdot 49,2) = 129816,$$

где $\kappa_{уд}$ - удельная стоимость одного километра сооружения воздушной линии, тыс. руб./км.

l - длина линии, км.

Итоги расчета (приложение Г) сведём в таблицу.

Таблица 10 – Капитальные вложения

Схема	$K_{ПС}$, тыс. руб.	$K_{ЛЭП}$, тыс. руб.	K , тыс. руб.
1	2	3	4

1	2	3	4
1	422628	23040	826495
2	4856260	1030740	2355040

Расчет произведен в ценах 2000 г. при коэффициенте инфляции равном 8,59.

4.2 Определение эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{\text{Э}} + I_{\Delta W}, \quad (15)$$

$$I = 30645,37 + 1058,59 + 41324,77 = 73028,74,$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{\text{Э}}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, определяются по выражению:

$$I_{\text{экс}} = \sum a_{\text{экс}} \cdot K, \quad (16)$$

$$I_{\text{экс}} = 30645,37,$$

где $a_{\text{экс}}$ - ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание сети,

$$a_{\text{амтс}} = 5.25\%, a_{\text{амвлэн}} = 0.65\% .$$

Амортизационные отчисления включают в себя накопление средств, необходимых для замены изношенного и морально устаревшего оборудования, стоимость капитального ремонта.

Таким образом, амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_A = \frac{K}{T_{\text{сл}}}, \quad (17)$$

$$I_A = \frac{826495}{20} = 41324,75 ,$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования, в проекте принято $T_{сл} = 20$ лет.

Затраты на транспортировку электроэнергии считаются по формуле:

$$I_{\Delta W} = c_{\Delta W} \cdot \Delta W , \quad (18)$$

$$I_{\Delta W} = 0,5 \cdot 705,73 = 1058,59 ,$$

$c_{\Delta W}$ - удельная стоимость потерь электроэнергии и равна 1,5.

ΔW - потери электроэнергии в элементах сети, рассчитываются поэлементно.

Таблица 11 – Эксплуатационные издержки

Вид издержек	Схема № 1	Схема № 2
I_{AM} , тыс. руб.	41324,75	440143
$I_{\Delta W}$ тыс. руб.	16642,85	16642,85

4.3 Определение среднегодовых эквивалентных расходов

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Среднегодовые эквивалентные годовые расходы определяются по формуле:

$$Z_{cp} = E \cdot K + I , \quad (19)$$

где K - капиталовложения в строительство сети, тыс.руб.,
 I - эксплуатационные издержки, тыс. руб.,
 E - норматив дисконтирования, определяется ставкой рефинансирования, равен 10 %.

Для выбранных схем:

$$Z_{cp1} = 0,125 \cdot 826495 + 88613 = 191925 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{cp2} = 0,125 \cdot 8921000 + 859232 = 1974360 \text{ тыс. руб.}$$

Как видно из приведенных выражений, строительство сети по схеме № 1 является наиболее выгодным.

5 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ

В ПВК RastrWin при задании модели сети все узлы разделяются на нагрузочные (Нагр), генерирующие (Ген) и балансирующие (База).

Для выполнения расчётов установившихся режимов один из узлов связной схемы должен быть назначен базисным, в нашем случае за базисный узел берем АТЭЦ, а ПС Черепаха за генерирующий узел. В базисном узле необходимо задать модуль напряжения в графе $V_{зд}$. В первом случае в узле необходимо задать $P_{г}$ и $Q_{г}$, при этом напряжение в данном узле будет зависимой величиной. Во втором случае в генераторном узле необходимо задать $P_{г}$, $V_{зд}$, а также пределы изменения реактивной мощности (Q_{min} , Q_{max}). При этом напряжение в данном узле является независимой величиной, пока соблюдаются пределы по выработке/потреблению реактивной мощности (Q_{min} , Q_{max}). При нарушении ограничений узел переходит в модель $P, Q = const$.

При моделировании ЛЭП в таблице «Ветви» задаются номера узлов, ограничивающих ветвь, сопротивления, активная и реактивная проводимости. Сопротивления задаются в Ом (положительные), проводимости для ЛЭП в мкСм со знаком минус. Данные R , X , B , берутся из электротехнического справочника.

При расчете режима определяются только напряжения узлов, остальные расчетные величины (токи, потоки мощности и т.д.) определяются непосредственно перед их отображением.

Для ЛЭП используется стандартная П-образная схема замещения, а для трансформаторов используется Г-образная схема замещения.

Для того чтобы рассчитать аварийный режим с новой проектируемой ПС «Черепаха», нам нужно рассчитать узлы, ветви в нормальном, максимальном и минимальном режимах электрической сети.

Таблица 12 – «узлы» нормальный режим из ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	АТЭЦ 220 кВ	220			-90,2	25,2	220	-100	100	220	
Ген	2	АТЭЦ Г1	10			100	14,3	10,5	-80	80	10,47	6,01
Нагр	4	АТЭЦ АТ Н1	220								224,52	8,69
Нагр	5	АТЭЦ 110 кВ	110								116,78	8,67
Ген	6	АТЭЦ Г2	10			100	15,6	10,7	-80	80	10,69	23,5
Ген	7	АТЭЦ Г3	10			100	48,6	11,6	-80	80	11,55	13,57
Ген	8	АТЭЦ Г4	10			100	5,2	11,1	-80	80	11,13	13,82
Нагр	9	Аэропорт 220 кВ	220								215,96	-3,13
Нагр	10	Аэропорт Н1	220								222,09	-3,38
Нагр	11	Аэропорт Н2	220								222,09	-3,38
Нагр	12	Аэропорт Т1 НН1	10	6	2						10,81	-5,22
Нагр	13	Аэропорт Т1 НН2	10	6	2						10,81	-5,22
Нагр	14	Аэропорт Т2 НН1	10	6	2						10,81	-5,22
Нагр	15	Аэропорт Т2 НН2	10	6	2						10,81	-5,22
Нагр	16	Владивосток 220 кВ	220								215,09	-3,9
Нагр	17	Владивосток Н1	500								510,2	-3,9
Ген	18	Владивосток 500 кВ	500	100			9,6	510,3	-200	200	510,35	-5,24
Нагр	19	Владивосток 10 кВ НН1	10	10	5						10	-4,96
Нагр	20	Владивосток 10 кВ НН2	10	10	5						10,69	-4,15
Нагр	21	Зеленый угол 220 кВ	220								216,24	-2,72
Нагр	22	Зеленый угол Н1	220								216,24	0,22
Нагр	23	Зеленый угол Н2	220								216,24	0,22
Ген	24	Зеленый угол 110	110				30,3	113,7	-100	100	113,74	-0,23

Продолжение таблицы 12

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	25	Зеленый угол 10 кВ НН1	10	8	4						10,16	-1,73
Нагр	26	Зеленый угол 10 кВ НН2	10	8	4						10,16	-1,73
Нагр	27	Горностай 110 кВ	110								113,65	0,56
Нагр	28	Горностай 6 кВ НН1	6	6	3						6,14	-1,71
Нагр	29	Горностай 6 кВ НН2	6	6	3						6,14	-1,71
Нагр	30	1	110								114,57	4,04
Нагр	31	Океан 110 кВ	110								114,57	4,04
Нагр	32	Океан 6 кВ НН1	6	2	1						6,21	2,18
Нагр	33	Океан 6 кВ НН2	6	2	1						6,21	2,18
Нагр	34	Муравейка 110 кВ	110								115,45	6,36
Нагр	35	Муравейка 6 кВ НН1	6	4	2						6,29	4,91
Нагр	36	Муравейка 6 кВ НН2	6	4	2						6,29	4,91
Нагр	37	Уссурийск 110 кВ	110								115,82	8,24
Нагр	38	Уссурийск Н1	110								119,12	5,78
Нагр	39	Уссурийск Н2	110								119,12	5,78
Нагр	40	Уссурийск 35 кВ	35	10	5						37,86	5,79
Нагр	41	Уссурийск 6 кВ НН1	6	5	3						6,74	5,12
Нагр	42	Уссурийск 6 кВ НН2	6	5	3						6,74	5,12
Нагр	43	Береговая 220 кВ	220								217,63	-0,74
Нагр	44	Береговая Н1	220								212,79	-3,04
Нагр	45	Береговая Н2	220								212,79	-3,04
Нагр	46	Береговая 110 кВ	110	20	10						110,02	-2,89
Нагр	47	Береговая 6 кВ НН1	6	8	4						5,99	-5,05
Нагр	48	Береговая 6 кВ НН2	6	8	4						5,99	-5,05
Нагр	49	Черепаша 110 кВ	110								116,78	7,79
Ген	50	Черепаша 10 кВ НН1	10	31	10		22,9	10,6	-20	30	10,56	2,97
Ген	51	Черепаша 10 кВ НН2	10	31	10		20,6	10,5	-20	30	10,5	2,96

Таблица 13 – «ветви» нормальный режим из ПВК RastrWin

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	2	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г1	1,4	51,5	10,7	0,047			100	3	262
Тр-р	1	4	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ АТ Н1	0,5	59,2	11,8	1			126	6	331
Тр-р	4	5	АТЭЦ АТ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48			0,52	4	1	27	36	116
Тр-р	4	6	АТЭЦ АТ Н1 - АТЭЦ Г2	3,2	131		0,047			99	-10	257
Тр-р	5	7	АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095			100	38	527
Тр-р	5	8	АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095			100	-4	494
ЛЭП	1	9	АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	3,65	26,88	-173				-99	-18	269
Тр-р	9	10	Аэропорт 220 кВ - Аэропорт Н1	2,65	18,53	6,7	1,031	10	3	-12	-5	35
Тр-р	9	11	Аэропорт 220 кВ - Аэропорт Н2	2,65	18,53	6,7	1,031	10	3	-12	-5	35
Тр-р	10	12	Аэропорт Н1 - Аэропорт Т1 НН1	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
Тр-р	10	13	Аэропорт Н1 - Аэропорт Т1 НН2	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
Тр-р	11	14	Аэропорт Н2 - Аэропорт Т2 НН1	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
Тр-р	11	15	Аэропорт Н2 - Аэропорт Т2 НН2	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
ЛЭП	9	16	Аэропорт 220 кВ - Владивосток 220 кВ	1,6	8,6	105,5				-74	-11	201
Тр-р	18	17	Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61	24,2	1			100	-10	114
Тр-р	17	16	Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39			0,422	8	2	110	4	125
Тр-р	17	20	Владивосток Н1 - Владивосток 10 кВ НН2	2,9	113,5		0,021			-10	-5	13
Тр-р	16	19	Владивосток 220 кВ - Владивосток 10 кВ НН1	4,38	86,7	8,4	0,047			-10	-6	31
ЛЭП	16	21	Владивосток 220 кВ - Зеленый угол 220 кВ	4,81	20,94	-173,2				46	5	124
Тр-р	21	22	Зеленый угол 220 кВ - Зеленый угол Н1	1,43	104,11	5,9	1			23	-1	61
Тр-р	21	23	Зеленый угол 220 кВ - Зеленый угол Н2	1,43	104,11	5,9	1			23	-1	61
Тр-р	22	24	Зеленый угол Н1 - Зеленый угол 110	1,43	-11,67		0,526	3	1	31	5	84

Продолжение таблицы 13

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	23	24	Зеленый угол Н2 - Зеленый угол 110	1,43	-11,67		0,526	3	1	31	5	84
Тр-р	22	25	Зеленый угол Н1 - Зеленый угол 10 кВ НН1	1,43	195,64		0,048			-8	-4	24
Тр-р	23	26	Зеленый угол Н2 - Зеленый угол 10 кВ НН2	1,43	195,64		0,048			-8	-4	24
ЛЭП	24	27	Зеленый угол 110 - Горностаи 110 кВ	0,73	2,61	-15,6				62	-21	334
Тр-р	27	28	Горностаи 110 кВ - Горностаи 6 кВ НН1	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-6	-3	35
Тр-р	27	29	Горностаи 110 кВ - Горностаи 6 кВ НН2	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-6	-3	35
ЛЭП	27	30	Горностаи 110 кВ - 1	3,02	10,05	-65				74	-14	386
ЛЭП	30	31	1 - Океан 110 кВ	0,12	0,43	-2,6				-2	-1	12
ЛЭП	30	31	1 - Океан 110 кВ	0,12	0,43	-2,6				-2	-1	12
Тр-р	31	32	Океан 110 кВ - Океан 6 кВ НН1	14,4	216,09	3,7	0,055	11	4	-2	-1	12
Тр-р	31	33	Океан 110 кВ - Океан 6 кВ НН2	14,4	216,09	3,7	0,055	11	4	-2	-1	12
ЛЭП	30	34	1 - Муравейка 110 кВ	1,81	6,52	-39				80	-8	405
Тр-р	34	35	Муравейка 110 кВ - Муравейка 6 кВ НН1	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-4	-2	23
Тр-р	34	36	Муравейка 110 кВ - Муравейка 6 кВ НН2	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-4	-2	23
ЛЭП	5	34	АТЭЦ 110 кВ - Муравейка 110 кВ	1,69	6,09	-36,4				-90	-2	444
ЛЭП	5	37	АТЭЦ 110 кВ - Уссурийск 110 кВ	1,69	6,09	-36,4				-20	-13	119
Тр-р	37	38	Уссурийск 110 кВ - Уссурийск Н1	1,5	57	18,2	1,056	12	5	-10	-6	59
Тр-р	37	39	Уссурийск 110 кВ - Уссурийск Н2	1,5	57	18,2	1,056	12	5	-10	-6	59
Тр-р	38	40	Уссурийск Н1 - Уссурийск 35 кВ	1,5			0,318			-5	-2	27
Тр-р	39	40	Уссурийск Н2 - Уссурийск 35 кВ	1,5			0,318			-5	-2	27
Тр-р	38	41	Уссурийск Н1 - Уссурийск 6 кВ НН1	1,5	33		0,057			-5	-3	28
Тр-р	39	42	Уссурийск Н2 - Уссурийск 6 кВ НН2	1,5	33		0,057			-5	-3	28
ЛЭП	1	43	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 220 кВ	4,41	19,3	-118,8				-36	-16	111
Тр-р	43	44	Береговая 220 кВ - Береговая Н1	1,43	104,11	5,9	1			-18	-11	55

Продолжение таблицы 13

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	43	45	Береговая 220 кВ - Береговая Н2	1,43	104,11	5,9	1			-18	-11	55
Тр-р	44	46	Береговая Н1 - Береговая 110 кВ	1,43	-11,67		0,517	4	1	-10	-5	30
Тр-р	45	46	Береговая Н2 - Береговая 110 кВ	1,43	-11,67		0,517	4	1	-10	-5	30
Тр-р	44	47	Береговая Н1 - Береговая 6 кВ НН1	1,43	195,64		0,029			-8	-4	25
Тр-р	45	48	Береговая Н2 - Береговая 6 кВ НН2	1,43	195,64		0,029			-8	-4	25
ЛЭП	5	49	АТЭЦ 110 кВ - Черепаха 110 кВ	1,74	6,26	-38				-31	9	161
ЛЭП	5	49	АТЭЦ 110 кВ - Черепаха 110 кВ	1,74	6,26	-38				-31	9	161
Тр-р	49	50	Черепаха 110 кВ - Черепаха 10 кВ НН1	1,42	37,34	17,4	0,088	13	6	-31	10	161
Тр-р	49	51	Черепаха 110 кВ - Черепаха 10 кВ НН2	1,42	37,34	17,4	0,088	13	6	-31	8	158

Таблица 14 – «узлы» максимальный режим из ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	АТЭЦ 220 кВ	220			-39,9	23,3	220	-100	100	220	
Ген	2	АТЭЦ Г1	10			100	14,3	10,5	-80	80	10,47	6,01
Нагр	4	АТЭЦ АТ Н1	220								223,43	6,02
Нагр	5	АТЭЦ 110 кВ	110								116,17	6
Ген	6	АТЭЦ Г2	10			100	17,5	10,7	-80	80	10,69	20,89
Ген	7	АТЭЦ Г3	10			100	54,7	11,6	-80	80	11,55	10,92
Ген	8	АТЭЦ Г4	10			100	11	11,1	-80	80	11,13	11,17
Нагр	9	Аэропорт 220 кВ	220								215,93	-3,49
Нагр	10	Аэропорт Н1	220								222,06	-3,75
Нагр	11	Аэропорт Н2	220								222,06	-3,75
Нагр	12	Аэропорт Т1 НН1	10	6	2						10,8	-5,59
Нагр	13	Аэропорт Т1 НН2	10	6	2						10,8	-5,59
Нагр	14	Аэропорт Т2 НН1	10	6	2						10,8	-5,59
Нагр	15	Аэропорт Т2 НН2	10	6	2						10,8	-5,59
Нагр	16	Владивосток 220 кВ	220								215,07	-4,39
Нагр	17	Владивосток Н1	500								510,14	-4,39
Ген	18	Владивосток 500 кВ	500	100			10,2	510,3	-200	200	510,35	-5,73
Нагр	19	Владивосток 10 кВ НН1	10	10	5						10	-5,45
Нагр	20	Владивосток 10 кВ НН2	10	10	5						10,69	-4,64
Нагр	21	Зеленый угол 220 кВ	220								216,12	-3,51
Нагр	22	Зеленый угол Н1	220								216,29	-1,27
Нагр	23	Зеленый угол Н2	220								216,29	-1,27
Ген	24	Зеленый угол 110	110				28,8	113,7	-100	100	113,74	-1,65
Нагр	25	Зеленый угол 10 кВ НН1	10	8	4						10,16	-3,22
Нагр	26	Зеленый угол 10 кВ НН2	10	8	4						10,16	-3,22
Нагр	27	Горностай 110 кВ	110								113,63	-0,99
Нагр	28	Горностай 6 кВ НН1	6	6	3						6,13	-3,26
Нагр	29	Горностай 6 кВ НН2	6	6	3						6,13	-3,26
Нагр	30	1	110								114,34	1,98
Нагр	31	Океан 110 кВ	110								114,34	1,98

Продолжение таблицы 14

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	32	Океан 6 кВ НН1	6	2	1						6,2	0,11
Нагр	33	Океан 6 кВ НН2	6	2	1						6,2	0,11
Нагр	34	Муравейка 110 кВ	110								115,05	3,98
Нагр	35	Муравейка 6 кВ НН1	6	4	2						6,26	2,52
Нагр	36	Муравейка 6 кВ НН2	6	4	2						6,26	2,52
Нагр	37	Уссурийск 110 кВ	110								115,21	5,57
Нагр	38	Уссурийск Н1	110								118,45	3,08
Нагр	39	Уссурийск Н2	110								118,45	3,08
Нагр	40	Уссурийск 35 кВ	35	10	5						37,65	3,09
Нагр	41	Уссурийск 6 кВ НН1	6	5	3						6,7	2,42
Нагр	42	Уссурийск 6 кВ НН2	6	5	3						6,7	2,42
Нагр	43	Береговая 220 кВ	220								217,64	-0,74
Нагр	44	Береговая Н1	220								212,79	-3,04
Нагр	45	Береговая Н2	220								212,79	-3,04
Нагр	46	Береговая 110 кВ	110	20	10						110,02	-2,89
Нагр	47	Береговая 6 кВ НН1	6	8	4						5,99	-5,05
Нагр	48	Береговая 6 кВ НН2	6	8	4						5,99	-5,05
Нагр	49	Черепаха 110 кВ	110								115,19	4,5
Ген+	50	Черепаха 10 кВ НН1	10	56,1	22,7		30	10,6	-20	30	10,16	-4,6
Ген+	51	Черепаха 10 кВ НН2	10	56,1	22,7		30	10,5	-20	30	10,16	-4,6

Таблица 15 – «ветви» максимальный режим из ПВК RastrWin

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	2	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г1	1,4	51,5	10,7	0,047			100	3	262
Тр-р	1	4	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ АТ Н1	0,5	59,2	11,8	1			87	7	229
Тр-р	4	5	АТЭЦ АТ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48			0,52	4	1	-12	25	73
Тр-р	4	6	АТЭЦ АТ Н1 - АТЭЦ Г2	3,2	131		0,047			99	-9	258
Тр-р	5	7	АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095			100	43	540
Тр-р	5	8	АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095			100	1	496
ЛЭП	1	9	АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	3,65	26,88	-173				-111	-17	297
Тр-р	9	10	Аэропорт 220 кВ - Аэропорт Н1	2,65	18,53	6,7	1,031	10	3	-12	-5	35
Тр-р	9	11	Аэропорт 220 кВ - Аэропорт Н2	2,65	18,53	6,7	1,031	10	3	-12	-5	35
Тр-р	10	12	Аэропорт Н1 - Аэропорт Т1 НН1	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
Тр-р	10	13	Аэропорт Н1 - Аэропорт Т1 НН2	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
Тр-р	11	14	Аэропорт Н2 - Аэропорт Т2 НН1	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
Тр-р	11	15	Аэропорт Н2 - Аэропорт Т2 НН2	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
ЛЭП	9	16	Аэропорт 220 кВ - Владивосток 220 кВ	1,6	8,6	105,5				-86	-9	230
Тр-р	18	17	Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61	24,2	1			100	-10	114
Тр-р	17	16	Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39			0,422	8	2	110	4	125
Тр-р	17	20	Владивосток Н1 - Владивосток 10 кВ НН2	2,9	113,5		0,021			-10	-5	13
Тр-р	16	19	Владивосток 220 кВ - Владивосток 10 кВ НН1	4,38	86,7	8,4	0,047			-10	-6	31
ЛЭП	16	21	Владивосток 220 кВ - Зеленый угол 220 кВ	4,81	20,94	-173,2				35	7	95
Тр-р	21	22	Зеленый угол 220 кВ - Зеленый угол Н1	1,43	104,11	5,9	1			17	0	47
Тр-р	21	23	Зеленый угол 220 кВ - Зеленый угол Н2	1,43	104,11	5,9	1			17	0	47

Продолжение таблицы 15

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	22	24	Зеленый угол Н1 - Зеленый угол 110	1,43	-11,67		0,526	3	1	25	5	69
Тр-р	23	24	Зеленый угол Н2 - Зеленый угол 110	1,43	-11,67		0,526	3	1	25	5	69
Тр-р	22	25	Зеленый угол Н1 - Зеленый угол 10 кВ НН1	1,43	195,64		0,048			-8	-4	24
Тр-р	23	26	Зеленый угол Н2 - Зеленый угол 10 кВ НН2	1,43	195,64		0,048			-8	-4	24
ЛЭП	24	27	Зеленый угол 110 - Горностай 110 кВ	0,73	2,61	-15,6				51	-19	278
Тр-р	27	28	Горностай 110 кВ - Горностай 6 кВ НН1	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-6	-3	35
Тр-р	27	29	Горностай 110 кВ - Горностай 6 кВ НН2	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-6	-3	35
ЛЭП	27	30	Горностай 110 кВ - 1	3,02	10,05	-65				63	-12	328
ЛЭП	30	31	1 - Океан 110 кВ	0,12	0,43	-2,6				-2	-1	12
ЛЭП	30	31	1 - Океан 110 кВ	0,12	0,43	-2,6				-2	-1	12
Тр-р	31	32	Океан 110 кВ - Океан 6 кВ НН1	14,4	216,09	3,7	0,055	11	4	-2	-1	12
Тр-р	31	33	Океан 110 кВ - Океан 6 кВ НН2	14,4	216,09	3,7	0,055	11	4	-2	-1	12
ЛЭП	30	34	1 - Муравейка 110 кВ	1,81	6,52	-39				68	-8	347
Тр-р	34	35	Муравейка 110 кВ - Муравейка 6 кВ НН1	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-4	-2	23
Тр-р	34	36	Муравейка 110 кВ - Муравейка 6 кВ НН2	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-4	-2	23
ЛЭП	5	34	АТЭЦ 110 кВ - Муравейка 110 кВ	1,69	6,09	-36,4				-78	-1	386
ЛЭП	5	37	АТЭЦ 110 кВ - Уссурийск 110 кВ	1,69	6,09	-36,4				-20	-13	119
Тр-р	37	38	Уссурийск 110 кВ - Уссурийск Н1	1,5	57	18,2	1,056	12	5	-10	-6	60
Тр-р	37	39	Уссурийск 110 кВ - Уссурийск Н2	1,5	57	18,2	1,056	12	5	-10	-6	60

Продолжение таблицы 15

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	38	40	Уссурийск Н1 - Уссурийск 35 кВ	1,5			0,318			-5	-3	27
Тр-р	39	40	Уссурийск Н2 - Уссурийск 35 кВ	1,5			0,318			-5	-3	27
Тр-р	38	41	Уссурийск Н1 - Уссурийск 6 кВ НН1	1,5	33		0,057			-5	-3	29
Тр-р	39	42	Уссурийск Н2 - Уссурийск 6 кВ НН2	1,5	33		0,057			-5	-3	29
ЛЭП	1	43	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 220 кВ	4,41	19,3	-118,8				-36	-16	111
Тр-р	43	44	Береговая 220 кВ - Береговая Н1	1,43	104,11	5,9	1			-18	-11	55
Тр-р	43	45	Береговая 220 кВ - Береговая Н2	1,43	104,11	5,9	1			-18	-11	55
Тр-р	44	46	Береговая Н1 - Береговая 110 кВ	1,43	-11,67		0,517	4	1	-10	-5	30
Тр-р	45	46	Береговая Н2 - Береговая 110 кВ	1,43	-11,67		0,517	4	1	-10	-5	30
Тр-р	44	47	Береговая Н1 - Береговая 6 кВ НН1	1,43	195,64		0,029			-8	-4	25
Тр-р	45	48	Береговая Н2 - Береговая 6 кВ НН2	1,43	195,64		0,029			-8	-4	25
ЛЭП	5	49	АТЭЦ 110 кВ - Черепаха 110 кВ	1,74	6,26	-38				-57	-3	283
ЛЭП	5	49	АТЭЦ 110 кВ - Черепаха 110 кВ	1,74	6,26	-38				-57	-3	283
Тр-р	49	50	Черепаха 110 кВ - Черепаха 10 кВ НН1	1,42	37,34	17,4	0,088	13	6	-56	-2	283
Тр-р	49	51	Черепаха 110 кВ - Черепаха 10 кВ НН2	1,42	37,34	17,4	0,088	13	6	-56	-2	283

Таблица 16 – «узлы» минимальный режим из ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	АТЭЦ 220 кВ	220			-90,2	25,2	220	-100	100	220	
Ген	2	АТЭЦ Г1	10			100	14,3	10,5	-80	80	10,47	6,01
Нагр	4	АТЭЦ АТ Н1	220								224,52	8,69
Нагр	5	АТЭЦ 110 кВ	110								116,78	8,67
Ген	6	АТЭЦ Г2	10			100	15,6	10,7	-80	80	10,69	23,5
Ген	7	АТЭЦ Г3	10			100	48,6	11,6	-80	80	11,55	13,57
Ген	8	АТЭЦ Г4	10			100	5,2	11,1	-80	80	11,13	13,82
Нагр	9	Аэропорт 220 кВ	220								215,96	-3,13
Нагр	10	Аэропорт Н1	220								222,09	-3,38
Нагр	11	Аэропорт Н2	220								222,09	-3,38
Нагр	12	Аэропорт Т1 НН1	10	6	2						10,81	-5,22
Нагр	13	Аэропорт Т1 НН2	10	6	2						10,81	-5,22
Нагр	14	Аэропорт Т2 НН1	10	6	2						10,81	-5,22
Нагр	15	Аэропорт Т2 НН2	10	6	2						10,81	-5,22
Нагр	16	Владивосток 220 кВ	220								215,09	-3,9
Нагр	17	Владивосток Н1	500								510,2	-3,9
Ген	18	Владивосток 500 кВ	500	100			9,6	510,3	-200	200	510,35	-5,24
Нагр	19	Владивосток 10 кВ НН1	10	10	5						10	-4,96
Нагр	20	Владивосток 10 кВ НН2	10	10	5						10,69	-4,15
Нагр	21	Зеленый угол 220 кВ	220								216,24	-2,72
Нагр	22	Зеленый угол Н1	220								216,24	0,22
Нагр	23	Зеленый угол Н2	220								216,24	0,22
Ген	24	Зеленый угол 110	110				30,3	113,7	-100	100	113,74	-0,23
Нагр	25	Зеленый угол 10 кВ НН1	10	8	4						10,16	-1,73
Нагр	26	Зеленый угол 10 кВ НН2	10	8	4						10,16	-1,73
Нагр	27	Горностай 110 кВ	110								113,65	0,56
Нагр	28	Горностай 6 кВ НН1	6	6	3						6,14	-1,71
Нагр	29	Горностай 6 кВ НН2	6	6	3						6,14	-1,71
Нагр	30		1	110							114,57	4,04

Продолжение таблицы 16

Тип	Номер	Название	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{min}	Q _{max}	V	Delta
Нагр	31	Океан 110 кВ	110								114,57	4,04
Нагр	32	Океан 6 кВ НН1	6	2	1						6,21	2,18
Нагр	33	Океан 6 кВ НН2	6	2	1						6,21	2,18
Нагр	34	Муравейка 110 кВ	110								115,45	6,36
Нагр	35	Муравейка 6 кВ НН1	6	4	2						6,29	4,91
Нагр	36	Муравейка 6 кВ НН2	6	4	2						6,29	4,91
Нагр	37	Уссурийск 110 кВ	110								115,82	8,24
Нагр	38	Уссурийск Н1	110								119,12	5,78
Нагр	39	Уссурийск Н2	110								119,12	5,78
Нагр	40	Уссурийск 35 кВ	35	10	5						37,86	5,79
Нагр	41	Уссурийск 6 кВ НН1	6	5	3						6,74	5,12
Нагр	42	Уссурийск 6 кВ НН2	6	5	3						6,74	5,12
Нагр	43	Береговая 220 кВ	220								217,63	-0,74
Нагр	44	Береговая Н1	220								212,79	-3,04
Нагр	45	Береговая Н2	220								212,79	-3,04
Нагр	46	Береговая 110 кВ	110	20	10						110,02	-2,89
Нагр	47	Береговая 6 кВ НН1	6	8	4						5,99	-5,05
Нагр	48	Береговая 6 кВ НН2	6	8	4						5,99	-5,05
Нагр	49	Черепаша 110 кВ	110								116,78	7,79
Ген	50	Черепаша 10 кВ НН1	10	31	10		22,9	10,6	-20	30	10,56	2,97
Ген	51	Черепаша 10 кВ НН2	10	31	10		20,6	10,5	-20	30	10,5	2,96

Таблица 17 – «ветви» минимальный режим сети из ПВК RastrWin

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max
Тр-р	1	2	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г1	1,4	51,5	10,7	0,047			100	3	262
Тр-р	1	4	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ АТ Н1	0,5	59,2	11,8	1			126	6	331
Тр-р	4	5	АТЭЦ АТ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48			0,52	4	1	27	36	116
Тр-р	4	6	АТЭЦ АТ Н1 - АТЭЦ Г2	3,2	131		0,047			99	-10	257
Тр-р	5	7	АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095			100	38	527
Тр-р	5	8	АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095			100	-4	494
ЛЭП	1	9	АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	3,65	26,88	-173				-99	-18	269
Тр-р	9	10	Аэропорт 220 кВ - Аэропорт Н1	2,65	18,53	6,7	1,031	10	3	-12	-5	35
Тр-р	9	11	Аэропорт 220 кВ - Аэропорт Н2	2,65	18,53	6,7	1,031	10	3	-12	-5	35
Тр-р	10	12	Аэропорт Н1 - Аэропорт Т1 НН1	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
Тр-р	10	13	Аэропорт Н1 - Аэропорт Т1 НН2	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
Тр-р	11	14	Аэропорт Н2 - Аэропорт Т2 НН1	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
Тр-р	11	15	Аэропорт Н2 - Аэропорт Т2 НН2	5,3	261,96		0,049			-6	-2	17
ЛЭП	9	16	Аэропорт 220 кВ - Владивосток 220 кВ	1,6	8,6	105,5				-74	-11	201
Тр-р	18	17	Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61	24,2	1			100	-10	114
Тр-р	17	16	Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39			0,422	8	2	110	4	125
Тр-р	17	20	Владивосток Н1 - Владивосток 10 кВ НН2	2,9	113,5		0,021			-10	-5	13
Тр-р	16	19	Владивосток 220 кВ - Владивосток 10 кВ НН1	4,38	86,7	8,4	0,047			-10	-6	31
ЛЭП	16	21	Владивосток 220 кВ - Зеленый угол 220 кВ	4,81	20,94	-173,2				46	5	124
Тр-р	21	22	Зеленый угол 220 кВ - Зеленый угол Н1	1,43	104,11	5,9	1			23	-1	61
Тр-р	21	23	Зеленый угол 220 кВ - Зеленый угол Н2	1,43	104,11	5,9	1			23	-1	61
Тр-р	22	24	Зеленый угол Н1 - Зеленый угол 110	1,43	-11,67		0,526	3	1	31	5	84
Тр-р	23	24	Зеленый угол Н2 - Зеленый угол 110	1,43	-11,67		0,526	3	1	31	5	84
Тр-р	22	25	Зеленый угол Н1 - Зеленый угол 10 кВ НН1	1,43	195,64		0,048			-8	-4	24
Тр-р	23	26	Зеленый угол Н2 - Зеленый угол 10 кВ НН2	1,43	195,64		0,048			-8	-4	24
ЛЭП	24	27	Зеленый угол 110 - Горностай 110 кВ	0,73	2,61	-15,6				62	-21	334

Продолжение таблицы 17

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max
Тр-р	27	28	Горностай 110 кВ - Горностай 6 кВ НН1	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-6	-3	35
Тр-р	27	29	Горностай 110 кВ - Горностай 6 кВ НН2	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-6	-3	35
ЛЭП	27	30	Горностай 110 кВ - 1	3,02	10,05	-65				74	-14	386
ЛЭП	30	31	1 - Океан 110 кВ	0,12	0,43	-2,6				-2	-1	12
ЛЭП	30	31	1 - Океан 110 кВ	0,12	0,43	-2,6				-2	-1	12
Тр-р	31	32	Океан 110 кВ - Океан 6 кВ НН1	14,4	216,09	3,7	0,055	11	4	-2	-1	12
Тр-р	31	33	Океан 110 кВ - Океан 6 кВ НН2	14,4	216,09	3,7	0,055	11	4	-2	-1	12
ЛЭП	30	34	1 - Муравейка 110 кВ	1,81	6,52	-39				80	-8	405
Тр-р	34	35	Муравейка 110 кВ - Муравейка 6 кВ НН1	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-4	-2	23
Тр-р	34	36	Муравейка 110 кВ - Муравейка 6 кВ НН2	4,31	85,16	8,3	0,055	11	4	-4	-2	23
ЛЭП	5	34	АТЭЦ 110 кВ - Муравейка 110 кВ	1,69	6,09	-36,4				-90	-2	444
ЛЭП	5	37	АТЭЦ 110 кВ - Уссурийск 110 кВ	1,69	6,09	-36,4				-20	-13	119
Тр-р	37	38	Уссурийск 110 кВ - Уссурийск Н1	1,5	57	18,2	1,056	12	5	-10	-6	59
Тр-р	37	39	Уссурийск 110 кВ - Уссурийск Н2	1,5	57	18,2	1,056	12	5	-10	-6	59
Тр-р	38	40	Уссурийск Н1 - Уссурийск 35 кВ	1,5			0,318			-5	-2	27
Тр-р	39	40	Уссурийск Н2 - Уссурийск 35 кВ	1,5			0,318			-5	-2	27
Тр-р	38	41	Уссурийск Н1 - Уссурийск 6 кВ НН1	1,5	33		0,057			-5	-3	28
Тр-р	39	42	Уссурийск Н2 - Уссурийск 6 кВ НН2	1,5	33		0,057			-5	-3	28
ЛЭП	1	43	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 220 кВ	4,41	19,3	-118,8				-36	-16	111
Тр-р	43	44	Береговая 220 кВ - Береговая Н1	1,43	104,11	5,9	1			-18	-11	55
Тр-р	43	45	Береговая 220 кВ - Береговая Н2	1,43	104,11	5,9	1			-18	-11	55
Тр-р	44	46	Береговая Н1 - Береговая 110 кВ	1,43	-11,67		0,517	4	1	-10	-5	30
Тр-р	45	46	Береговая Н2 - Береговая 110 кВ	1,43	-11,67		0,517	4	1	-10	-5	30
Тр-р	44	47	Береговая Н1 - Береговая 6 кВ НН1	1,43	195,64		0,029			-8	-4	25
Тр-р	45	48	Береговая Н2 - Береговая 6 кВ НН2	1,43	195,64		0,029			-8	-4	25
ЛЭП	5	49	АТЭЦ 110 кВ - Черепаха 110 кВ	1,74	6,26	-38				-31	9	161
ЛЭП	5	49	АТЭЦ 110 кВ - Черепаха 110 кВ	1,74	6,26	-38				-31	9	161

Продолжение таблицы 17

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max
Тр-р	49	50	Черепаша 110 кВ - Черепаша 10 кВ НН1	1,42	37,34	17,4	0,088	13	6			
Тр-р	49	51	Черепаша 110 кВ - Черепаша 10 кВ НН2	1,42	37,34	17,4	0,088	13	6	-31	8	158

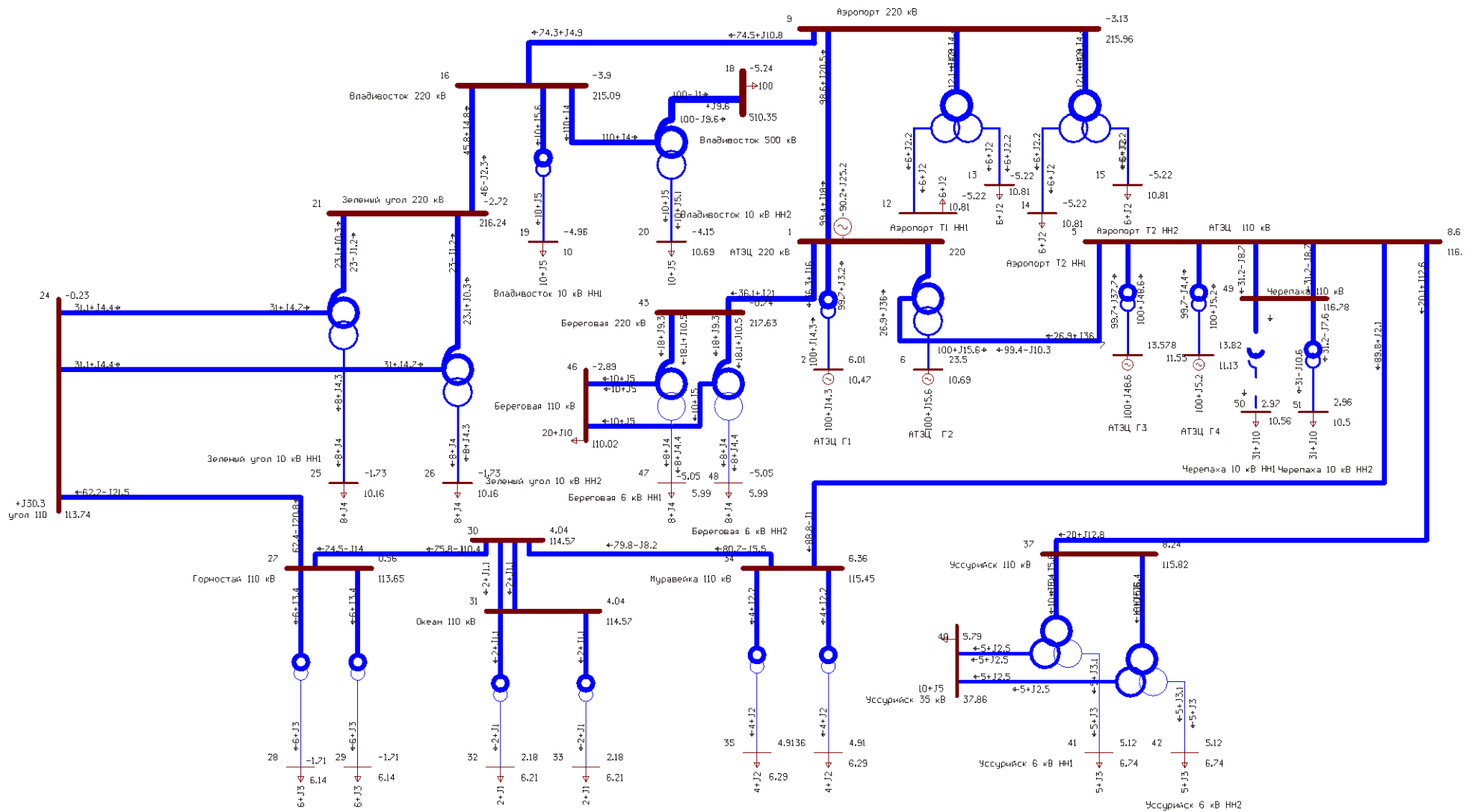


Рисунок 8 – схема сети минимального режима из ПВК RastrWin

Как видно из результатов послеаварийного режима, вариант № 1 подходит и соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Важнейшим этапом при проектировании электрической части подстанций является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов, их расположение и связи между ними.

При выборе главной схемы электрических соединений подстанций следует руководствоваться следующими факторами:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

Также при составлении главной схемы электрических соединений необходимо обеспечить основные требования, такие как:

- надежность электроснабжения различных категорий потребителей;
- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ без перерыва в электроснабжении;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Исходя из перечисленного выше принимаем к установке на РУ следующие схемы, которые приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Схемы РУ на разные номинальные напряжения подстанции

	РУВН	РУНН
1	2	3

1	2	3
Вид схемы РУ	Два блока трансформаторов с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии	Одна рабочая секционированная выключателем

Схема два блока с перемычкой между ними применяется, и рекомендуется на напряжение 35-220 кВ на тупиковых подстанциях для питания потребителей I, II и III категории. Главным достоинством схемы является простота в обслуживании.

Схема одной системы сборных шин проста и наглядна. Источники питания и линии 6-10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. Схема с одной системой шин позволяет использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки. Но также есть и недостатки, такие как необходимость полностью снять напряжение со сборных шин при ремонте сборных шин и шинных разъединителей, короткое замыкание на сборных шинах также вызывает отключение источников питания, т.е. прекращается электроснабжение потребителей.

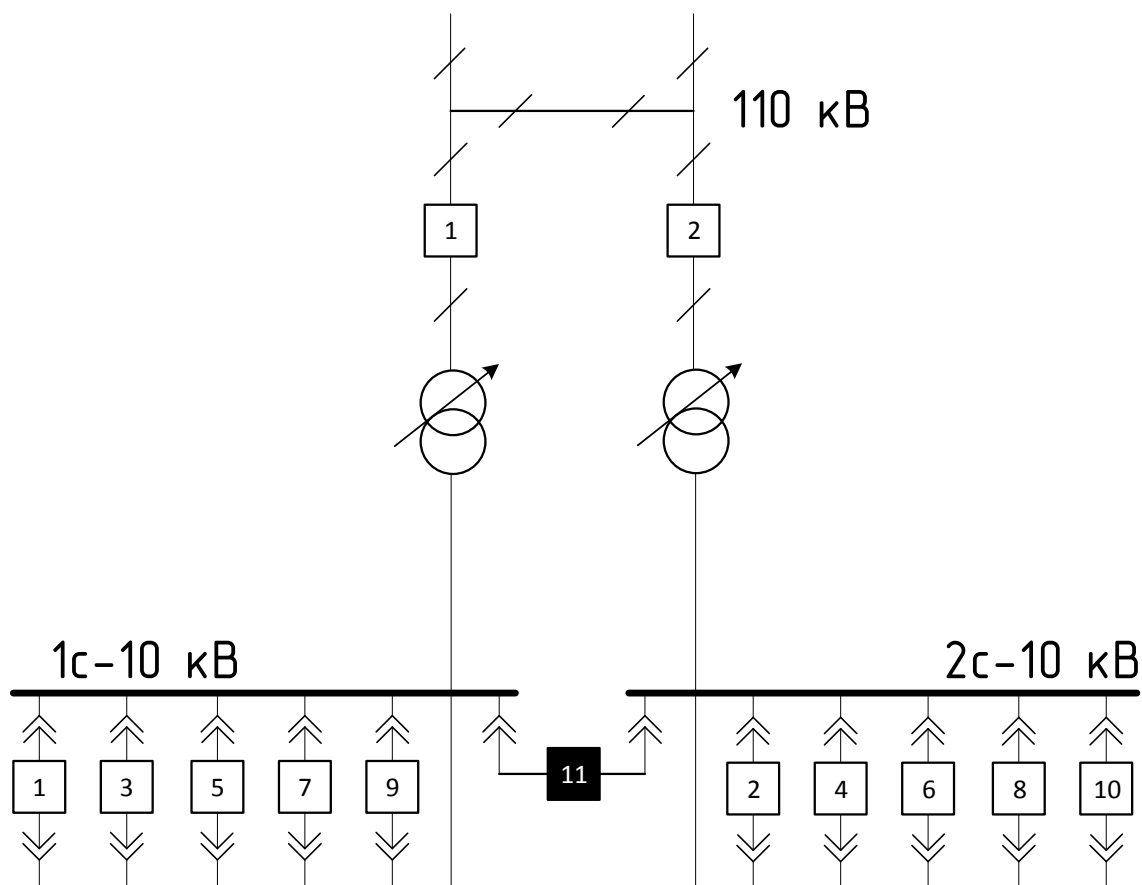


Рисунок 9 – Главная схема подстанции

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, так как по нему, согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая стойкость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

i_y - ударный ток короткого замыкания;

i_a - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени. Исходная схема замещения приведена на рисунке 10.

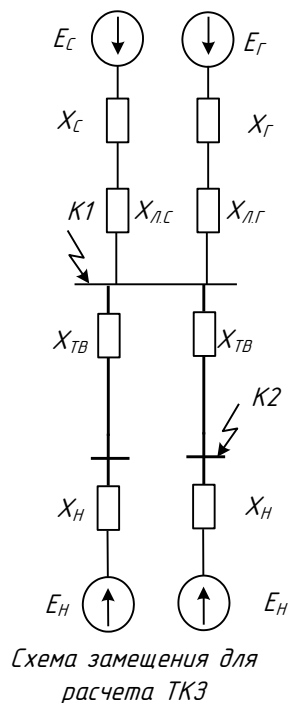


Рисунок 10 – Схема замещения

Периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_{\sigma} . \quad (20)$$

Ударный ток определяем по формуле для точки К1:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\delta} . \quad (21)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,8808 \cdot e^{-\frac{0.035}{0.03}} = 1,2687 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \quad (22)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 2,8808 = 4,074$$

Рассмотрим подробный расчёт для точки К1. Необходимо привести исходную схему замещения к расчетной.

Таблица 19 – токи КЗ для точки К1

№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1ф	49	2,8808	-85,98	2,8808	-85,98	2,8808	-85,98

Таблица 20 – токи КЗ для точки К2

№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
2	2	2ф	50	10,5864	-89,1	10,5864	-89,1	10,5864	-89,1

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1, К2 приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$i_{\text{а}}$, кА
К1	2,8808	6,995	1,2687
К2	10,5864	22,846	4,662

Определим токи через выключатели в нормальном режиме.

Выключатели на стороне ВН:

$$I_{1,2}^{110} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}}, \quad (23)$$

$$I_{1,2}^{110} = 199,946 \text{ А.}$$

Выключатели вводные на стороне НН:

$$I_{2,9}^{10} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}, \quad (24)$$

$$I_{2,9}^{10} = 999,401 \text{ А.}$$

Секционный выключатель:

$$I_{11}^{10} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot 2}, \quad (25)$$

$$I_{11}^{10} = 1154,701 \text{ А.}$$

Выключатели на отходящих фидерах:

$$I^{10} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номHH}} \cdot 4}, \quad (26)$$

$$I^{10} = 577,35 \text{ A.}$$

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{АП.НОМ}} \geq U_{\text{УСТ.НОМ}}, \quad (27)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{АП.НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}, \quad (28)$$

Ток нагрузки, протекающий через аппарат, $I_{\text{РАБ.МАХ}}$ не должен превышать значение тока, указанную в каталожных данных аппарата.

При проверке аппарата и токоведущих частей РУ на термическую и динамическую стойкость за расчетный вид короткого замыкания принимают трехфазное короткое замыкание. Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{max}}, \quad (29)$$

где i_{max} и I_{max} – соответственно максимально допускаемое амплитудное и действующее значения сквозного тока аппарата.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами к.з., для чего необходимо знать длительность к.з., $t_{\text{откл}}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется суммой двух времен – собственным временем отключения выключателя $t_{\text{в}}$ и собственным временем срабатывания защиты, которое по большей части можно принимать равным 0,01 с.

Для проверки аппаратов на термическую стойкость нужно определить величину V_k теплового импульса к.з., характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время $t_{\text{отк}}$.

$$W_k = I_{\text{пО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (30)$$

$$W_k = 21,453.$$

7.1 Выбор комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и другими устройствами.

Шкафы с полностью собранным и готовым 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.

Распределительное устройство 10 кВ выполним с помощью КРУ-С-410. Комплектное распределительное устройство серии КРУ-С-41010 кВ предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 Гц напряжением 10 кВ на токи 630-3150 А. Основные параметры КРУ-С-410 приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Основные параметры шкафов серии КРУ-С-41010кВ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин, А	От 630 до 3150
Электродинамическая стойкость, кА	51; 62; 81; 102
Термическая стойкость, кА/с	20; 25; 31,5; 40
Типы применяемых выключателей	VD4, КВЭ/TEL, VELT-10, HD4, LF
Трансформаторы	ТЛО, ТОЛА, ТЛШ, AS12, TPU

7.2 Выбор выключателей

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий. Для выбранного выключателя указывается тип привода.

На стороне ВН принимаем к установке выключатели ВГТ-110 УХЛ. Выключатели состоят из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и управляемых одним пружинным приводом ППрМ. Конструкция взрывобезопасного исполнения.

Таблица 23 – Параметры выбора выключателя ВГТ-110 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 199,946 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,8808 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 25,45 \text{ кА}$	$i_{а,т} = 1,2687 \text{ кА}$	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,995 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,8808 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,995 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,8808 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к} = 21,453 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

На стороне НН принимаем к установке выключатели LF3. Привод механический пружинный, энергии которого во взведенном положении достаточно для отключения и последующего включения выключателя. В выключателе применен принцип гашения дуги, основанный на технике вращения дуги и эффекте температурного расширения элегаза.

Таблица 24– Параметры выбора выключателя LF3.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 999,401 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,5864 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 28,28 \text{ кА}$	$i_{а,τ} = 4,662 \text{ кА}$	$i_{а,τ} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,846 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,5864 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,846 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,5864 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{κ} = 288,025 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{κ} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

7.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой. Для установки на стороне 110 кВ примем разъединители марки РГП-СЭЩ-110/1250. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 25.

Таблица 25 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{Н} = 110 \text{ кВ}$	$U_{Р} = 110 \text{ кВ}$	$U_{Р} \leq U_{Н}$
$I_{Н} = 1250 \text{ А}$	$I_{Р} = 209,946 \text{ А}$	$I_{Р} \leq I_{Н}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,995 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		

1	2	3
$I^2_T \cdot t_T = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 21,453 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 992,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 21,453 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

7.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока служат для подключения измерительных приборов и устройств защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в КРУ внутренней и наружной установки.

Выбор трансформаторов тока осуществляем следующим образом:

- по напряжению установки, формула (27);
- по номинальному току, формула (28), причем номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности измерения;
- по току электродинамической стойкости, формула (29);
- по току термической стойкости, формула (30);
- по конструкции и классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (31)$$

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2 \quad (32)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (33)$$

Сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем количестве приборов.

Сопротивление приборов определяется из соотношения:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (34)$$

где I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление проводов должно удовлетворять условию:

$$r_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (35)$$

Исходя из данного условия можно найти минимальное сечение провода:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}}, \quad (36)$$

где γ – удельная проводимость материала провода, 54 м/Ом·мм² для меди;

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока с приборами, м.

При включении схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов в одну фазу:

$$l_{\text{расч}} = 2l, \quad (37)$$

где l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м;

При включении схемы в неполную звезду:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l. \quad (38)$$

При включении схемы в полную звезду:

$$l_{\text{расч}} = l. \quad (39)$$

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной

значениям, приведенным в таблице 26.

Таблица 26 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
ОРУ 110 кВ	70-90

В качестве примера произведем подробный расчет для выбора трансформатора тока в ячейке ОРУ 110 кВ. К установке примем трансформатор тока марки ТРТ-110 производства АО «Уралэлектротяжмаш». Их преимущество в том, что данные ТТ могут быть установлены совместно с выбранными колонковыми выключателями ВГТ-110 УХЛ1 на одной заводской конструкции, что позволит существенно сократить пространство под ОРУ 110 кВ.

В таблице 27 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 27– Измерительные приборы и приборы учета в ячейках ОРУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	4	4
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
Итого		4,1	4	4,1

Определяем общее сопротивление приборов, по формуле (34):

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,1}{5^2} = 0,164 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов, по формуле (35):

$$r_{\text{пров}} = 1,6 - 0,164 - 0,05 = 1,386 \text{ Ом.}$$

Применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина согласно таблице 9 – 80 м, тогда сечение:

$$s_{\min} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} = \frac{80}{54 \cdot 1,386} = 1,069 \text{ мм}^2.$$

По найденному значению принимаем кабель КРВГ сечением 2,5 мм².

Проверяем соответствие условию выбора трансформатора тока с учетом данного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{80}{54 \cdot 2,5} = 0,592 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 0,592 + 0,164 + 0,05 = 0,806 \text{ Ом.}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Сопоставление расчетных и каталожных данных приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Сопоставление данных для ТРГ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 199,946 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,81 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 6,995 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 21,453 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

В КРУ 10 кВ принимаем к установке трансформаторы тока ТШЛ-10. Трансформатор тока шинный с литой изоляцией обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, предназначен для использования в цепях коммерческого учета электроэнергии в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10 кВ. Приборы в ячейках КРУ 10 кВ представлены в таблице 29.

Таблица 29– Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУ

10 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	0	4
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	0	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
Итого		16,1	0	16,1

Сопоставление каталожных и расчетных данных для принятого ТТ марки ТШЛ-10 приведено в таблицах ниже для ТТ в ветвях силовых трансформаторов, секционного выключателя и отходящих линий. По результатам расчета для соединения с приборами принят медный кабель КРВГ 4 мм².

Таблица 30 – Каталожные и расчетные данные ТШЛ-10-01-0,2/0,5-20-3150/5-У3(в ветвях силовых трансформаторов)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 999,401 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,12 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 22,846 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2975 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 288,025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 31 – Каталожные и расчетные данные ТШЛ-10-01-0,2/0,5-10-2000/5-УЗ(в ветви секционного выключателя)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 999,401 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,72 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 22,846 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2975 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 288,025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Таблица 32 – Каталожные и расчетные данные ТШЛ-10-01-0,2/0,5-10-1000/5-УЗ (в линейных ячейках)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 999,401 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,74 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 22,846 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2975 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 288,025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Как видно из таблиц, все выбранные трансформаторы тока соответствуют требуемым условиям и могут быть приняты к установке.

7.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по напряжению установки, согласно условию (27);
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (40)$$

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

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

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов подключают к нему.

Для примера подробно произведем выбор трансформаторов напряжения на ОРУ 110 кВ. Перечень приборов, подключаемых к ТН, представлен в таблице 33.

Таблица 33– Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 110 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	2	2
Итого				19,5

Для соединения приборов со вторичной обмоткой ТН необходимо выбрать кабели. Выбор производится по допустимой потере напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2доп} \cdot U_{2H}} \cdot 100 \% , \quad (41)$$

где $\Delta U_{2доп} = 0,5 \%$ – допустимая потеря напряжения;

$U_{2H} = 100 / \sqrt{3}$ В – напряжение на вторичной обмотке.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}} , \quad (42)$$

$$I_2 = \frac{19,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,338 \text{ А.}$$

Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{\min} = 0,0185 \cdot \frac{80 \cdot 0,338 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,0173 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение получилось меньше минимально допустимого согласно ПУЭ, поэтому примем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм².

Примем к установке на ОРУ 110 кВ трансформаторы напряжения индуктивные антирезонансные элегазовые серии ЗНГА-110 производства АО «Электроаппарат».

Основные особенности и преимущества данных ТН:

- трансформатор взрыво- и пожаробезопасен, так как в качестве главной изоляции применен инертный негорючий элегаз;

- каждый трансформатор оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании;

- отсутствие внутренней твердой изоляции исключает возникновение частичных разрядов, позволяет не проводить периодические проверки и испытания изоляции в течение длительного времени;

- трансформатор практически необслуживаемый, применение элегазовой изоляции с низким уровнем утечек, а также надежных, с большим сроком службы комплектующих практически исключают объем регламентных работ и обеспечивают работу без обслуживания в течение 20 лет при среднем сроке службы 40 лет.

Сопоставление каталожных и расчетных данных данного трансформатора напряжения с расчетными приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНГ-110 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 1600 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 19,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Аналогичным образом производится выбор трансформаторов напряжения в КРУ 10 кВ. Примем к установке в данных КРУ трехфазную антирезонансную группу измерительных трансформаторов напряжения внутренней установки НАЛИ-СЭЩ-10 кВ.

Трехфазная группа трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЩ обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения. Главное преимущество перед масляными ТН – пожаро- и взрывобезопасность. Имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине. Сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс точности при обратном чередовании фаз – по сравнению с трехфазным масляным ТН типа НАМИ. В НАЛИ-СЭЩ заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТПН. Это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3хЗНОЛ, заземляемой через резисторы.

Перечень приборов, подключаемых к ТН, представлен в таблице 35. Сопоставление каталожных и расчетных данных НАЛИ-СЭЩ-10 кВ представлено в таблицах 36.

Таблица 35– Вторичная нагрузка ТН в КРУ 10 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик акт.и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	7	7
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СР3021	5	1	5
Итого				29,5

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАЛИ-СЭЩ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 60 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 29,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Для соединения приборов с трансформаторами напряжения выберем медный кабель марки КРВГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

По результатам сравнения каталожных и расчетных данных видно, что все трансформаторы напряжения соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

7.6 Выбор шинных конструкций

В распределительных устройствах с высоким напряжением обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминевыми проводами

марки АС или проводами трубчатого сечения. Гибкие провода применяются также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ. Соединение трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняется жесткими алюминиевыми шинами. Гибкая ошиновка в данном случае используется только на стороне 110 кВ.

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}} \quad (43)$$

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-120/32. Выполним проверку по допустимому току:

$$199,946 \leq 450 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q, \quad (44)$$

где C – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{21,453 \cdot 10^3}}{90} = 15,4,$$

$$15,4 \leq 150 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{\text{п0}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 2,8808 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Проверка на корону выполняется при высоком напряжении. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных

колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (45)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (46)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность поля на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (45).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (47)$$

Итак, для провода марки АС-120 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,79}} \right) = 33,2.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,2 \cdot \lg \frac{300}{0,79}} = 13,84 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию (47):

$$1,07 \cdot 13,84 \leq 0,9 \cdot 33,2,$$

$$14,8 \leq 29,88.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-120/32 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с трансформатором будем использовать, жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току.

$I_{\text{раб.мах}} = 199,946$ А. Принимаем шины прямоугольного сечения алюминиевые АДЗ1Т1 (120x10). $I_{\text{ном}} = 2070$ А.

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}. \quad (48)$$

Проверяем шины на механическую прочность.

В большинстве конструкций шин механического резонанса не возникает. Поэтому ПУЭ не требуют их проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W} \quad (49)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = 65 \text{ Мпа}$$

l — длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции.

W — момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия.

f — наибольшее удельное усилие.

Таблица 37 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 2070 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2309,401 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,846 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 288,025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$\sigma_{дон} = 147 \text{ Мпа}$	$\sigma_{расч} = 65 \text{ Мпа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$

В КРУ 10 кВ в качестве сборных шин используется жесткая ошиновка, которая связывает ячейки между собой сквозь боковые стенки через проходные изоляторы. Ошиновка в данных КРУ входит в заводскую комплектацию с заданными номинальными параметрами. Поэтому проводить расчеты, необходимые для выбора и проверки сечения шин нецелесообразно. Достаточно выполнить проверку по основным условиям:

- по длительно допустимому току, (43);
- по току термической стойкости, (44);
- по току электродинамической стойкости, (45).

7.7 Выбор изоляторов

В распреустройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

Шины ОРУ 110 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (50)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ (по ГОСТ 721-77);

K – коэффициент эффективности.

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (51)$$

где L_{II} – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 110 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (48) следует прибавить еще 1 изолятор. Необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 110 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 121 \cdot 1,4 = 254,1 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС70Е с длиной пути утечки 320 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{254,1}{32} + 1 = 8,94.$$

Так как мы изначально берем на один изолятор больше, округляем до ближайшего целого, получаем 9 изоляторов в гирляндах ошиновки ОРУ 110 кВ.

Для крепления ошиновки трансформатора на стороне 10 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки, (27);
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (52)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{дон}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (53)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (54)$$

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами.

Произведём выбор опорного изолятора для ошиновки трансформатора 10 кВ. Предварительно примем к установке изолятор типа ИШОС-10-20-2 УХЛ1 (изолятор шинный опорный стеклянный наружной установки).

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{45120^2}{1} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 2113 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (49):

$$2113 \leq 12000 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает большим запасом прочности и может быть принят к установке.

7.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием

рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (55)$$

где $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (56)$$

где $U_{max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (Рисунок 11), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

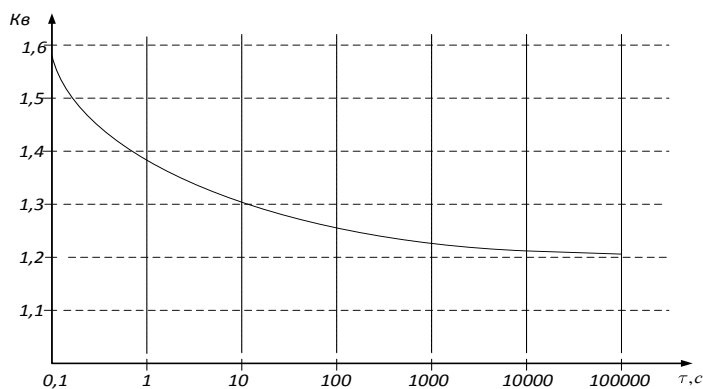


Рисунок 11 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 \cdot U_{ном}$ – в сетях 35-220 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B}. \quad (57)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (58)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от $U_{ост}$, его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 38.

Таблица 38 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (59)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (60)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

На подстанции ОПН подключим к шинам ОРУ 110 кВ вблизи силового трансформатора. Трансформаторы напряжения на ОРУ 110 кВ будут находиться в зоне защиты данных ОПН. Для защиты силового трансформатора со стороны 10 кВ, а также КРУ 10 кВ устанавливаем ОПН на каждую секцию КРУ 10 кВ.

Со стороны 10 кВ трансформатора установка не производится ввиду того, что зона защиты ОПН, устанавливаемого на шинах КРУ 10 кВ, включает в себя силовой трансформатор из-за близкого их расположения.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию (52):

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,93 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{6,93}{1,21} = 5,73 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ2.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 39.

Таблица 39 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-10/12/10/1(2) УХЛ2

Тип ОПН	ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ2
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	23,5
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

Аналогично выберем ОПН на стороне 110 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 110 кВ, согласно условию (52):

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,32 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение

длительного времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{73,32}{1,21} = 60,59 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	73
Номинальный разрядный ток, кА	20
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	310
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

7.9 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливают на фундаментах либо подвешивают на линейных порталах.

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

- по номинальному напряжению, формула (27);
- по номинальному току, формула (28);
- по току электродинамической стойкости (45);
- по току термической стойкости (44).

Для ВЛ110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-200-0,5У1. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЗ-200-0.5 представлено в таблице 41.

Таблица 41 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 199,946 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,995 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 21,453 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Данный ВЧ-заградитель соответствует всем условиям и может быть принят к установке.

7.10 Выбор системы оперативного тока

К системам оперативного тока предъявляют требования высокой надежности при коротких замыканиях и других ненормальных режимах в цепях главного тока. На РУ применяются следующие системы оперативного тока:

1) постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания применяется аккумуляторная батарея;

2) переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока, напряжения, трансформаторы собственных нужд;

3) выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств;

4) смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока.

В качестве системы оперативного тока выбираем выпрямленную систему оперативного тока, т.к. она позволяет избежать установки мощных и дорогостоящих аккумуляторных батарей. Выбранные аккумуляторные батареи будут использоваться лишь в качестве аварийного источника питания.

7.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

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 42.

Таблица 42 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с. н.

Тип электроустановки	$P_{с.н.}/P_{уст.}, \%$	$W_{с.н.}/W_{выр.}$	K_c
1	2	3	4

1	2	3	4
Подстанция:			
-тупиковая	50-200 кВт	—	—
-узловая	200-500 кВт	—	—

Используя данные таблицы 42, можно определить необходимую мощность с.н., МВА:

$$S_{с.н.} \geq P_{с.н. \max} \cdot k_c \quad (61)$$

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

$$S_{с.н.} \geq 50 \text{ кВт.}$$

Примем к установке трансформатор марки ТЛС-63/10-У3. Данный трансформатор силовой сухой ТС трехфазный с литой изоляцией напряжением обмотки ВН до 10 кВ, предназначен для преобразования электроэнергии в сетях энергосистем и потребителей электроэнергии переменного тока номинальной частоты 50 Гц. Трансформаторы устанавливаются по одному на каждую секцию РУ 10 кВ.

7.12 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе подстанции сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (62)$$

где $U_{ш}$ — напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ — напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{115}{2,15} = 54.$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{110}{1,75} = 63.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (63)$$

$$n_{доб} = 63 - 54 = 9.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (64)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

Таблица 43 – Расчетные нагрузки электроприемников

Вид потребления	Аварийный получасовой максимум	Количество, п	Расчетные нагрузки, А	
			Аварийный получасовой режим	Максимальный толчковый ток в конце разряда
Постоянная нагрузка	20	1	20	20
Преобразовательный агрегат устройств связи	30	1	30	30
Аварийное освещение	160	1	160	160
Привод выключателя ВБ-110	10	3		30
Привод выключателя ВВЭ-М-10	6	13		78
ИТОГ			210	318

$$N = 1,05 \cdot \frac{210}{25} = 8,82.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N =$

10

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 10.

$$46 \cdot N \geq I_{T_{max}}, \quad (65)$$

где $I_{T_{max}}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{T_{max}} = 318 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 10 = 460 \text{ А}.$$

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p \geq \frac{I_{T_{max}}}{N}; \quad (66)$$

$$I_p = \frac{318}{10} = 31,8 \text{ А}$$

Окончательно принимаем СК – 10.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п}, \quad (67)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А}.$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot n_0 \text{ В} \quad (68)$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot 54 = 118,8 \text{ В}.$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{п}; \quad (69)$$

$$I_3 = 5 \cdot 10 + 20 = 70 \text{ В}.$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot n; \quad (70)$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot 63 = 173 \text{ А}.$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 81.

8 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

8.1 Заземление ОРУ и площадки трансформаторов

В соответствии с (ПУЭ) металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Рабочие напряжения рассматриваемых участков – 220 кВ и 500 кВ, режим нейтрали – эффективно заземленная, поэтому заземляющее устройство должно отвечать условию $R_3 < 0,5$ Ом или допустимому напряжению прикосновения.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

Размер площади, используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя.

Определяем площадь для заземлителя подстанции:

$$S = (A + 2 \cdot 2) \cdot (B + 2 \cdot 2), \quad (71)$$

где A - длина подстанции, $A=80$ м;

B – ширина подстанции, $B=40$ м.

$$S = (80 + 2 \cdot 2) \cdot (40 + 2 \cdot 2) = 3696 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр проводников сетки, выполненных виде прутков, 10мм. Тогда механическая прочность определяется:

$$F_{M.II} = \pi \cdot r^2 \quad (72)$$

$$F_{M.П} = 78,54 \text{ мм}^2.$$

Проверяем на термическую стойкость:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{c3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (73)$$

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{2.88^2 \cdot 0.1}{400 \cdot 21}} = 0.01 \text{ мм}^2$$

где t_{c3} - время релейной защиты, $t_{c3} = 0,1c$;

β - коэффициент термической стойкости, для стали 21.

Проверяем сечение на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПР} + S_{CP}), \quad (74)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (5 \cdot 2 + 0,688) = 22,397,$$

где $D_{ПР}$ - диаметр прутков;

S_{CP} - площадь прутка, определяемый по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln \cdot T^3 + b_K \cdot \ln \cdot T^2 + c_K \cdot \ln \cdot T + \alpha_K, \quad (75)$$

$$S_{CP} = 0,782 \text{ мм},$$

где T - время использования заземлителя в месяцах, $T=240$;

a_K, b_K, c_K, α_K - коэффициенты зависящие от грунта.

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П} \geq F_{КОР} + F_{T.C} \quad (76)$$

Для второй климатической зоны толщина сезонных изменений грунта равна 2 м. Принимаем глубину заложения вертикального прутка 0,8 м, диаметром 10 мм и длиной 5 м.

Расстояние между полосами сетки 6 метров, тогда общая длина горизонтальных полос в сетки будет равна:

$$L_T = (A + 2 \cdot 2) \cdot \frac{B + 2 \cdot 2}{5} + (B + 2 \cdot 2) \cdot \frac{A + 2 \cdot 2}{10} = 1108,8 \quad (77)$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (78)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами, $a = 12 \text{ м}$.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{3693}}{12} = 20,265.$$

Принимаем число вертикальных электродов равное 21.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя.

$$R_{Ci} = \rho_i \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + 9 \cdot l_B} \right), \quad (79)$$

где A – коэффициент зависящий от соотношения длины вертикальных электродов и площади подстанции;

l_B - длина вертикальных электродов, $l_B = 5$;

ρ_i - общее удельное сопротивление грунта, определяемое.

$$R_{C1} = 43 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{3693}} + \frac{1}{1108,8 + 11 \cdot 5} \right) = 0,318 \text{ Ом},$$

Определяем импульсное сопротивление грунта:

$$R_{И} = R_C \cdot \alpha_{И} < 0,5; \quad (80)$$

где $\alpha_{И}$ - импульсный коэффициент, определяемый по формуле:

$$\alpha_{И} = \frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{ОБЩ} + 320) \cdot (I_M + 45)}, \quad (81)$$

где I_M - ток молнии, $I_M = 60 \text{ А}$.

$$R_{И1} = 0,318 \cdot 1,547 = 0,491 < 0,5,$$

Заземление удовлетворяет требованиям ПУЭ.

8.2 Молниезащита территории ОРУ и площадок трансформаторов.

Защиту от прямых ударов молнии выполним с помощью стержневых молниеотводов, установленных на порталах. Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и

хорошо заземленные металлические сооружения. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Для расчетов мы выбираем зону А с надежностью не более 0,005. На подстанции принимаем к установке 4 стержневых молниеотводов, два и которых расположены как свободностоящие и два на линейных портала. Высота всех молниеотводов принята равной $h=19$ м. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал, высотой $h_x = 11$ м.

Т.к. в нашем случае высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты определяем по следующим формулам:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (82)$$

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

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (83)$$

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) r_0, \quad (84)$$

$$r_x = \left(1 - \frac{11}{30,6} \right) \cdot 37,008 = 23,704,$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (85)$$

$$h_{cx} = 30,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 36)(27 - 36) = 32,227,$$

где h_{cx} - наименьшая высота внутренней зоны защиты, м.

$$r_{c0} = r_0, \quad (86)$$

где r_{c0} - половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м.

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) \cdot r_{c0}, \quad (87)$$

$$r_{cx} = \left(\frac{32,227 - 11}{32,227} \right) \cdot 37,008 = 24,376 \text{ м}$$

где r_{cx} - половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта, м.

Подробный расчет молниезащиты и заземления приведен в (приложение В).

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

9.1 Общие принципы построения защит

Трансформаторы и автотрансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы и автотрансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой.

Силовой трансформатор имеет широкий диапазон характеристик и некоторые специальные свойства, которые усложняют его защиту. Выбор соответствующей защиты также обуславливается экономическими соображениями. Несмотря на то, что этот фактор не является единственным для силовых трансформаторов, его значимость определяется широким диапазоном номинальных данных силовых трансформаторов, используемых в системах передачи и распределения, который может варьироваться от нескольких кВА до нескольких сотен МВА. Трансформаторы с большими номинальными данными должны обеспечиваться наилучшей защитой.

9.2 Защита трансформатора

В соответствии с ПУЭ, для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

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

Продольная дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита является главной защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, на выводах трансформатора, а также на ошиновках. Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами. Участок цепи между измерительными трансформаторами тока на обеих (или трех) сторонах силового автотрансформатора является зоной защиты (за исключением тех случаев когда дифференциальная защита подключена на встроенные в вод ТТ).

Поскольку дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия (защита элемента сети), ее можно использовать для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективное отключение только неисправного трансформатора или, более точно, всех объектов, включенных в область защиты. Дифференциальная защита никогда не должна реагировать на повреждения за пределами зоны. Берем ДЗТ-21

Расчет уставок продольной дифференциальной токовой защиты

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты. Для этого проверим выбранные трансформаторы тока по условиям установки. Для расчета дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

Предварительно определим номинальные токи обмоток защищаемого трансформатора по формуле:

$$I_{\text{НОМ.ОБМ}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ.ОБМ}}}, \quad (88)$$

где $S_{\text{Т.НОМ}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{СР.НОМ.ОБМ}}$ - среднее напряжение обмотки трансформатора.

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 200 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 999 \text{ А}.$$

Токи во вторичных цепях трансформаторов тока:

$$I_{2.\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМВН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{ТА}}} \quad (89)$$

$$I_{2\text{В.НОМ}} = \frac{200 \cdot 1}{(100/5)} = 10.5 \text{ А};$$

$$I_{2\text{Н.НОМ}} = \frac{999 \cdot \sqrt{3}}{(1000/5)} = 20 \text{ А}.$$

Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока и расчет вторичных токов в плечах защиты приведен в таблице 44.

Таблица 44 – Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Параметр	Величины	
	ВН	НН
1	2	3
Первичный номинальный ток трансформатора	200	999
Схема соединения трансформатора тока	Y	Δ
Коэффициент схемы	1	$\sqrt{3}$
Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	$\frac{200}{5}$	$\frac{999}{5}$

1	2	3
Установленный коэффициент трансформации	$\frac{100}{5}$	$\frac{1000}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты	10,5	20

Определяем ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{c.з.} = K_{зан} \cdot I_{ном}, \quad (90)$$

где $K_{зан} = 1,5$ - коэффициент запаса

$$I_{c.з.ВН} = 1,5 \cdot 200 = 315 \text{ А};$$

$$I_{c.з.НН} = 1,5 \cdot 999 = 3465 \text{ А};$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з} \cdot K_{сх}}{n_{ТА}}; \quad (91)$$

$$I_{c.р.ВН} = \frac{315 \cdot 1}{\frac{100}{5}} = 15,75 \text{ А};$$

$$I_{c.р.НН} = \frac{3465 \cdot \sqrt{3}}{\frac{1000}{5}} = 30 \text{ А};$$

Токи во вторичных цепях трансформаторов тока:

$$I_{В.ном} = \frac{I_{номВН} \cdot K_{сх}}{n_{ТА}}; \quad (92)$$

$$I_{В.ном} = \frac{I_{номВН} \cdot K_{сх}}{n_{ТА}} = \frac{200 \cdot \sqrt{3}}{(200/5)} = 9,1 \text{ А};$$

$$I_{Н.ном} = \frac{I_{номНН} \cdot K_{сх}}{n_{ТА}} = \frac{999 \cdot 1}{(3000/5)} = 3,85 \text{ А};$$

Для того чтобы «реле» сработало сработал, надо чтоб в магнитопроводе появился $F=100 \text{ А} \cdot \text{витков}$.

Определяем количество витков, чтобы реле находилась на грани срабатывания для основной стороны:

$$W_{расч} = \frac{F}{I_{с.р}} = \frac{100}{9.1} = 10.98 \quad (93)$$

Полученное число витков всегда округляем до ближайшего меньшего целого:

$$W_{уст} = 10 \text{ витков}$$

С учётом выбранного числа витков определяем уточненное значения тока срабатывания реле и защиты:

$$I_{с.р} = \frac{F}{W_{уст}} = \frac{100}{10} = 10 \text{ А}; \quad (94)$$

$$I_{с.з} = \frac{I_{с.з} \cdot n_{ТА}}{K_{сх.ВН}} = \frac{10 \cdot \frac{100}{5}}{1} = 200 \text{ А}; \quad (95)$$

Предварительная проверка по чувствительности:

$$K_{\eta} = \frac{I_{\min}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{с.з}} = \frac{4770 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{200} = 21 \geq 2 \quad (96)$$

Данное реле проходит по чувствительности.

Определяем сколько витков должен встретить ток, чтобы защита не действовала при внешних КЗ:

$$W_{расч.НН} = \frac{I_{В.ном} \cdot W_{уст}}{I_{Н.ном}} = \frac{9.1 \cdot 10}{3.85} = 23.63 \quad (97)$$

$$W_{уст.НН} = 23 \text{ витков}$$

Определяем число витков в тормозной обмотки:

$$W_{T.расч} \geq \frac{K_{зап} \cdot I_{нб\Sigma} \cdot W_{расч}}{I_{КЗ.внеш.мах} \cdot tg\alpha}, \quad (98)$$

где $I_{нб\Sigma}$ - ток небаланса.

$$I_{нб\Sigma} = \left(K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \left(\frac{\Delta U_{рег\%}}{100} \right) + \left| \frac{W_{расч} - W_{уст}}{W_{расч}} \right| \right) \cdot I_{КЗ.внеш.мах}, \quad (99)$$

где $K_{одн}$ - коэффициент однотипности, для разных ТТ равен $K_{одн} = 1$;

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

$\Delta U_{рег\%}$ - относительная погрешность, вызванная регулированием

напряжения трансформатора равен $\Delta U_{рег\%} = 1,5$.

$$I_{нб\Sigma.НН} = \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \left(\frac{1,5}{100} \right) + \left| \frac{23,63 - 23}{23,63} \right| \right) \cdot 12350 = 1749 \text{ А};$$

$$W_{T.расч.НН} \geq \frac{1,5 \cdot 1749 \cdot 23,63}{12350 \cdot 0,75} = 6,69$$

На тормозной обмотки ставим 7 витков.

Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита срабатывает при увеличении тока защищаемого элемента сверх установленного тока срабатывания (уставки). Причиной увеличения тока трансформатора может быть и повреждение самого трансформатора, и КЗ на шинах или на отходящих элементах НН, а также самозапуск питаемых электродвигателей после кратковременного перерыва питания или подключения к работающему трансформатору дополнительной нагрузки при срабатывании устройства АВР. На трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности, с тем, чтобы обеспечивалось и резервирование при КЗ в трансформаторе.

Одним из признаков возникновения к.з. является увеличение тока в линии. Этот признак используется для выполнения защит, называемых токовыми. Токовые защиты приходят в действие при увеличении тока в

фазах линии сверх определенного значения. В качестве реле, реагирующих на возрастание тока, служат максимальные токовые реле.

Токовые защиты подразделяются на максимальные токовые защиты и токовые отсечки. Главное различие между этими защитами заключается в способе обеспечения селективности.

Селективность действия максимальных защит достигается с помощью выдержки времени. Селективность действия токовых отсечек обеспечивается соответствующим выбором тока срабатывания.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_B} \cdot I_{раб.маx} ; \quad (100)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,8} \cdot 200 = 346,5 \text{ А}$$

$$I_{с.р.В} = \frac{I_{с.зВ} \cdot K_{сх}}{n_{ТА}} ; \quad (101)$$

$$I_{с.р.В} = \frac{200 \cdot 1}{20} = 10,5 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\eta} = \frac{I_{\min BH}^{(3)}}{I_{сзВ}} > 1,5 ; \quad (102)$$

$$K_{\eta} = \frac{346,5}{10,5} = 33 > 1,5$$

Токи срабатывания МТЗ на стороне НН приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Токи срабатывания МТЗ на стороне НН

Ток срабатывания защиты, А	Ток срабатывания реле, А	Коэффициент чувствительности
346,5	10,5	33

Выдержка времени защиты выбирается по условиям согласования с временем действия чувствительных защит резервируемых элементов:

$$t_m = t_{np \max} + \Delta t, \quad (103)$$

Защита от перегрузки

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны основного питания. На трехобмоточных трансформаторах при двухстороннем питании – со стороны основного питания и со стороны обмотки, где питание отсутствует, а при трехстороннем питании – со всех трех сторон

Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступенью с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{CЗ} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}}, \quad (104)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток обмотки трансформатора с учётом регулирования напряжения, на стороне которой установлена рассматриваемое реле;

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

$$I_{С.З.} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}}; \quad (105)$$

$$I_{С.З.} = 200 \cdot \frac{1,5}{0,8} = 394 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока.

$$I_{CP} = I_{СЗ} \cdot \frac{K_{сх}}{K_I}; \quad (106)$$

$$I_{CP} = 394 \cdot \frac{1}{20} = 19,7 \text{ А.}$$

Токи срабатывания защиты от перегрузки на стороне НН приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Токи срабатывания защиты от перегрузки на стороне НН

Ток срабатывания реле тока от перегрузок, А	Вторичный ток срабатывания реле тока, А
394	19,7

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики, снижения пускового тока нагрузки до номинального. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

Газовая защита

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторов, реакторов с масляным охлаждением имеющих

расширители. Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах или автотрансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах или автотрансформаторах от 1000 до 4000 кВА не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательной. Применение газовой защиты обязательно на внутрицеховых трансформаторах или автотрансформаторах мощностью 630 кВА и более независимо от других быстродействующих защит.

Действие газовой защиты основано на том, что всякое даже незначительное повреждение, а также повышение нагрева внутри бака трансформатора или автотрансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависит от характера и размера повреждения. Поэтому защита выполняется максимальной, чтобы при медленном газообразовании подавался предупреждающий сигнал. А при бурном газообразовании. Что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22, более совершенно реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВФ80/Q. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного

блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками. Есть также пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для опробования действия реле путем имитации ухода масла из трансформатора. Принцип действия данного реле такой же, как и других газовых реле.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др.

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

На защищаемом трансформаторе ПС Черепаха устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

10 СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДСТАНЦИИ

Основной задачей стоимостной оценки результатов реконструкции подстанции является оценка выручки от реализации проекта, которая в свою очередь зависит от объемов продаж электроэнергии потребителю в год и определяется по формуле:

$$O_p = W_{год} \cdot \sum T \cdot D \quad (107)$$

$$O_p = 164400000 \cdot 10^{-3} \cdot 3.15 \cdot 0.81 = 419467$$

Где T – тариф для потребителей энергии, 3,15 руб кВт/час;

D – доля потребления электроэнергии за год 0.81 о.е.

Полезно отпускаемая электроэнергия за год определим по формуле:

$$W_{год} = \sum P_p \cdot T_{max} \quad (108)$$

$$W_{год} = 41100 \cdot 4000 = 164400000$$

Где P_p - расчетная нагрузка подстанций

T_{max} - число часов использования максимума нагрузки, 4000 ч.

10.1 Оценка экономической эффективности проекта

После проведения всех вышеуказанных расчетов необходимо сделать вывод о целесообразности внедрения реконструируемой подстанции, т.е. дать экономическое обоснование спроектированной подстанции. Для этого проведем экономическую оценку проекта по методу чистого дисконтированного дохода.

В этом методе расходы и доходы, разнесенные по времени, приводятся к одному моменту времени, за который обычно принимают дату начала реализации проекта.

Прибыль в год от реализации проекта определяется по выражению:

$$П_{\delta t} = O_{pt} - I_{\Sigma} - I_{AM} \quad (109)$$

$$П_{\delta t} = 419467 - 88612.99809 - 41324.772 = 389529$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0.24 \cdot П_{\delta t} \quad (110)$$

$$H_t = 0.24 \cdot 2.89529 = 69486.92$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} \cdot I_t - H_t - K_{\Sigma} \quad (111)$$

$$\mathcal{E}_t = 419467 - 47288.23 - 69486.92 - 826495 = -523804$$

Где I_t - полные эксплуатационные расходы;

$$I_t = I_{\Sigma} - I_{AM} \quad (112)$$

$$I_t = 88613 - 41324.77 = 47288.23$$

Чистый дисконтированный доход определяется по выражению:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{20} \cdot \frac{\mathcal{E}_t}{(1+E)} = \sum_{t=0}^{20} \cdot \frac{O_{pt} - I_t - H_t - K_{\Sigma}}{(1+E)} \quad (113)$$

$$ЧДД = 685897$$

Где E – ставка рефинансирования, $E=0.8$, согласно Указанию Банка России от 01.01.2016 №3894-У «О размере ставки рефинансирования Банка России».

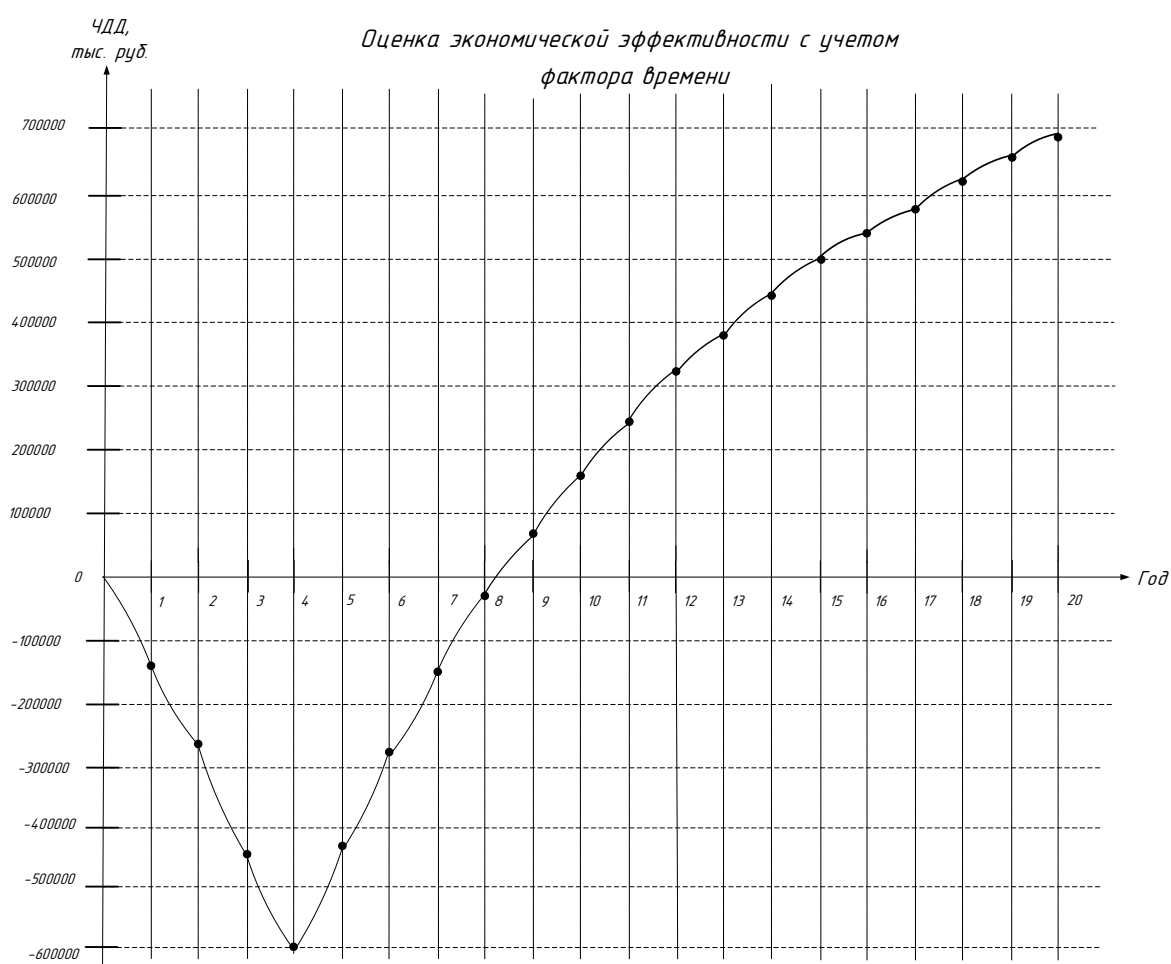
Принимаем допущения:

- 1) проектно-изыскательские работы и реконструкция – 4 года;
- 2) инвестирование в первый год 30% от суммарных капиталовложений;
- 3) инвестиций во второй год 30% от суммарных капиталовложений.
- 4) инвестиций во второй год 20% от суммарных капиталовложений.
- 5) инвестиций во второй год 20% от суммарных капиталовложений.

Расчетный период – это период времени, в течении которого инвестор планирует отдачу от первоначально вложенного капитала.

Расчетный период принимают обычно равный сроку службы наиболее важной части основного капитала. График строится нарастающим итогом, т.е. из текущего значения ЧДД вычитается последующее значение. Оценка экономической эффективности с учетом фактора времени объекта приведен на рисунке 12.

Рисунок 12 – Оценка экономической эффективности с учетом фактора времени



Срок окупаемости 9 лет. Данный срок окупаемости можно характеризовать, как реальный. Выручка от реконструкции подстанции через 20 лет составит 685897 миллиона рублей.

11. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе разработан вариант развития электрической сети бухты Муравьиная Приморского края в связи со строительством игровой зоны «Приморье» при подключении подстанции «Черепаша» к схеме внешнего электроснабжения. Согласно расчетным данным на указанной ПС предусматривается установка современных трансформаторов типа ТД 40000/110 номинальной мощностью 40 МВА и напряжением стороны ВН 110 кВ. Распределительное устройство трансформаторов принято выполнить открытого исполнения. Питание указанная ПС должна будет получать согласно расчетным данным по двух цепной кабельной линии электропередачи.

11.1 Безопасность

К вредным производственным факторам можно отнести:

- неблагоприятные метеорологические условия;
- запыленность и загазованность воздушной среды;
- воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации;
- наличие электромагнитных полей, лазерного и ионизирующих излучений и др.

Опасные (травмоопасные) производственные факторы - это производственные факторы, приводящие при определенных условиях к травматическим повреждениям, другим внезапным и резким нарушениям здоровья или летальному исходу.

К опасным производственным факторам следует отнести, например:

- электрический ток определенной силы;
- раскаленные тела;
- возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов;

- оборудование, работающее под давлением выше атмосферного, и т.д.

Принципиально воздействие вредных техногенных факторов может быть устранено человеком полностью; воздействие техногенных опасных (травмоопасных) факторов - ограничено допустимым риском за счет совершенствования источников опасностей и применения защитных средств; воздействие естественных опасностей может быть ограничено мерами предупреждения и защиты.

Согласно опасные и вредные производственные факторы классифицируются на четыре группы:

- 1) психофизиологические;
- 2) химические;
- 3) физические;
- 4) биологические.

К психофизиологическим вредным производственным факторам относятся:

1. Физические нагрузки (статические и динамические)
2. Физиологически недостаточная двигательная активность (гиподинамия).
3. Монотонность труда (так называемый конвейерный труд)
4. Перегрузка отдельных систем и органов
5. Перегрузка анализаторов (слухового, зрительного, тактильного)
6. Нервно-психические перенапряжения (эмоциональное, умственное)

Статические физические нагрузки. К статическим факторам прежде всего относится вынужденное положение тела во время работы, длительное напряжение отдельных групп мышц. При длительном стоячем положении может возникнуть плоскостопие, варикозное расширение вен, изменения позвоночника (кифоз). При вынужденном сидячем положении чаще наблюдаются сколиозы и кифозы. Профилактика сводится к механизации и автоматизации труда, рационализации рабочей позы путем

совершенствования конструкций рабочих мест, производственной гимнастике, смене положения во время перерывов (работал стоя - отдыхаешь сидя и наоборот) и др. Гиподинамия (ограничение двигательной активности) наиболее характерна для различных видов умственного труда. Ограничение двигательной активности приводит к снижению функциональных возможностей мышечной системы: уменьшению силовых показателей, выносливости, тонуса мышц и тд. Кроме того, гиподинамия отрицательно влияет на многие органы и системы: сердечно-сосудистую, нервную, эндокринную, обмен веществ, костно-суставной аппарат и др.

К профилактическим мероприятиям относятся проведение производственной гимнастики, утренние зарядки, занятие физкультурой и спортом и тд.

Биологические опасные производственные факторы включают в себя объекты: патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, риккетсии, спирохеты, грибы, простейшие) и продукты их жизнедеятельности; микроорганизмы (растения и животные). В зависимости от локализации возбудителя в организме инфекционные заболевания подразделяются на четыре группы:

- инфекции дыхательных путей;
- кровяные инфекции;
- кишечные инфекции;
- инфекции наружных покровов.

При выполнении некоторых видов работ рабочие и служащие могут подвергаться опасности заражения различными инфекционными болезнями. Такая опасность может быть при контакте с инфекционными больными людьми и животными, при манипуляциях с живыми грибами, микробами или вирусами — возбудителями инфекционных заболеваний, а также с материалами, зараженными ими.

Физические факторы – это движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; разрушающиеся

конструкции; повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации; повышенный уровень инфразвуковых колебаний и ультразвука; повышенная или пониженная влажность воздуха; повышенная или пониженная подвижность воздуха; повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; повышенный уровень статического электричества; повышенный уровень электромагнитных излучений; повышенная напряженность электрического поля; повышенная напряженность магнитного поля; недостаточная освещенность рабочей зоны; расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

Химические опасные и вредные производственные факторы весьма многообразны и подразделяются по различным признакам и критериям.

В санитарно-гигиенической практике принято разделять химические вредные и опасные производственные факторы на химические вещества и производственную пыль.

Степень и характер вызываемых ими нарушений нормальной работы организма человека зависит от пути попадания в организм человека, дозы, времени воздействия, концентрации вещества и его растворимости, состояния воспринимающей ткани и организма в целом, атмосферного давления, температуры и других характеристик окружающей среды.

Следствием действия вредных веществ на организм могут быть анатомические повреждения, постоянные или временные расстройства и комбинированные последствия. Многие сильно действующие вредные вещества вызывают в организме расстройство физиологической деятельности без заметных анатомических повреждений, воздействий на работу нервной и сердечно-сосудистой систем, на общий обмен веществ и т.д.

В отдельных литературных источниках токсические вещества по своему физиологическому воздействию подразделяют на:

- раздражающие, которые действуют на поверхность тканей дыхательного тракта, слизистых оболочек, кожу, глаза (кислоты, щелочи, аммиак, хлор, сернистые соединения и др.);
- удушающие – физически инертные газы, разбавляющие содержание кислорода в воздухе и, тем самым, нарушающие процесс усвоения кислорода тканями (углекислый газ, азот, метан и др.);
- соматические яды, которые вызывают нарушение деятельности всего организма или отдельных его систем;
- оказывающие наркотическое действие.

Существуют и другие классификации вредных веществ по соответствующим критериям, например, по преимущественному действию на определенные органы и системы организма человека, по величине смертельной дозы и др.

Чтобы исключить необратимые биологические эффекты, воздействие факторов ограничивается предельно допустимыми уровнями (ПДУ) или концентрациями (ПДК).

ПДУ (ПДК) – это максимальное значение фактора, которое воздействуя на человека не вызывает у него и у его потомства биологических изменений, в том числе заболеваний, иммунологических реакций, психологических нарушений.

При монтаже КЛЭП в данной работе соблюдаются требования следующих государственных нормативно технических документов и локальных документов подрядных, монтажных организаций:

- а) Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные работы.
- б) Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных механизмов /ПБ-10-382-00/.

в) Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно - разгрузочных работах /ПОТ РМ 007-98/.

г) СНиП 01-06-2015 «Правила по охране труда в строительстве. Часть 1. Общие правила».

д) СНиП 01-06-2015 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».

е) Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями / СО 153-34.03.204/.

ж) Правила пожарной безопасности для электроэнергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.

з) Инструктивные указания по технике безопасности при строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энерго предприятий /СО 153-34.03.224/

и) Инструкция по организации работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных нормативно технических документов указаны в разделе Требования по охране труда ППР или ТК. Ответственные руководители и производители монтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

При производстве всего комплекса работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения работ должны соответствовать предусмотренными в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ.

11.2 Экологичность

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара на рассматриваемой ПС «Черепаха», а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами предусматривается сооружение под трансформаторами специальных маслоприемников.

В СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещений жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС «Черепаха». При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Определим шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

На подстанции «Черепаха» после согласно расчетным данным должны быть установлены 2 трансформатора.

Данные по трансформатору даны в таблице 47.

Таблица 47- Исходные данные трансформатора

Марка трансформатора	Длина (м)	Ширина (м)	Высота (м)	Масса масла (т)
ТД 40000/110	6	4,7	5,7	17,6

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 13).

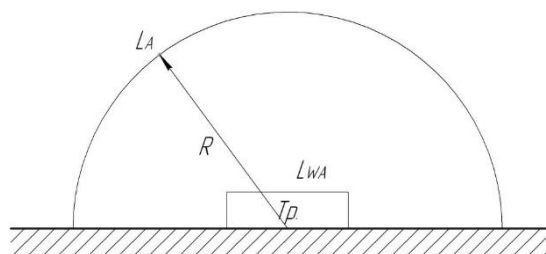


Рисунок 13 – Излучение шума трансформатором

При расчете основных размеров маслоприемника учитываем следующие требования.

а) Габариты маслоприемников выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

б) Маслоприемник выполняем закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения. Маслоприемник выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Верхний уровень гравия находится на расстоянии 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

в) Маслоприемник выполняем с использованием средств сигнализации о наличии воды с выводом сигнализации. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Так как масса трансформаторного масла меньше 20 т, то можно использовать маслоприёмник без отвода масла.

Маслоприёмники без отвода масла выполняются заглублённой конструкцией, и закрепляются металлической решёткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Величина Δ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, равна 1,5 м. Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла изображена на рисунке 14.

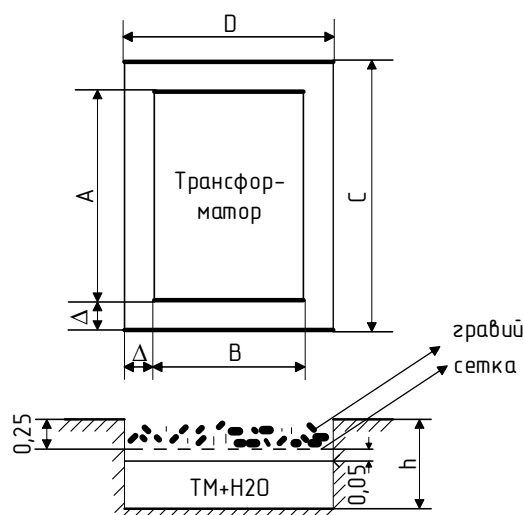


Рисунок 14 – Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла

Определяем объем масла в трансформаторе типа ТД 40000/110 по формуле:

$$v_{трм} = \frac{m}{\rho} \quad (114)$$

$$v_{трм} = \frac{17,6}{0,88} = 20 \text{ (М}^3\text{)}$$

где m – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным (т).

ρ – справочная плотность масла 0,88 (т/м³)

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$s_{mn} = (a + 2 \cdot \Delta) \cdot (b + 2 \cdot \Delta) \quad (115)$$

$$s_{mn} = (6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,7 + 2 \cdot 1,5) = 69,3 \text{ (м}^2\text{)}$$

где a , b – длина и ширина трансформатора типа ТД 40000/110 (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$s_{\text{бн}} = (a + b) \cdot 2 \cdot h \quad (116)$$

$$s_{\text{бн}} = (6 + 4,7) \cdot 2 \cdot 5,7 = 121,98 \text{ (м}^2\text{)}$$

где h – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения и соответствующее нормативное время тушения соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара на трансформаторе:

$$v_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (s_{mn} + s_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} \quad (117)$$

$$v_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (69,3 + 121,98) \cdot 10^{-3} = 68,9 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника трансформатора необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$v_{mmH_2O} = v_{трм} + 0,8 \cdot v_{H_2O} = 11,59 + 0,8 \cdot 68,9 = 66,71 \text{ (м}^3\text{)} \quad (118)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости

v_{mmH_2O}

$$h_{mn} = \frac{v_{mmH_2O}}{s_{mn}} \quad (119)$$

$$h_{mn} = \frac{66,71}{69,3} = 0,96 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки принимается равной:

$$h_2 = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки принимается равной:

$$h_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника, следовательно, определяется следующим образом:

$$h_{nmi} = h_{mi} + h_{en} + h_2 \quad (120)$$

$$h_{nmi} = 0,96 + 0,05 + 0,25 = 1,26 \text{ (м)}$$

Определим минимальное расстояние от ПС до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму.

Таблица 48- Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов, N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ·А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Масляное (Д)	40	110	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц и общежитий

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) . \quad (121)$$

Трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} , \quad (122)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука DU_{LA} , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_A(R_{min}), \quad (123)$$

С учетом вышеизложенного формула запишется в виде:

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{min}^2), \quad (124)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{LA})}}{2 \cdot \pi}}, \quad (125)$$

Для данного типа трансформатора скорректированный уровень звуковой мощности $L_{PA} = 91$ дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух силовых трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg(2 \cdot 10^{0,1 \cdot 91}) = 94,01 \text{ дБА.}$$

Допустимый уровень звука составляет:

$$DU_{LA} = 50 \text{ дБА.}$$

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

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(94,01-50)}}{2 \cdot 3,14}} = 63,317 \text{ м.}$$

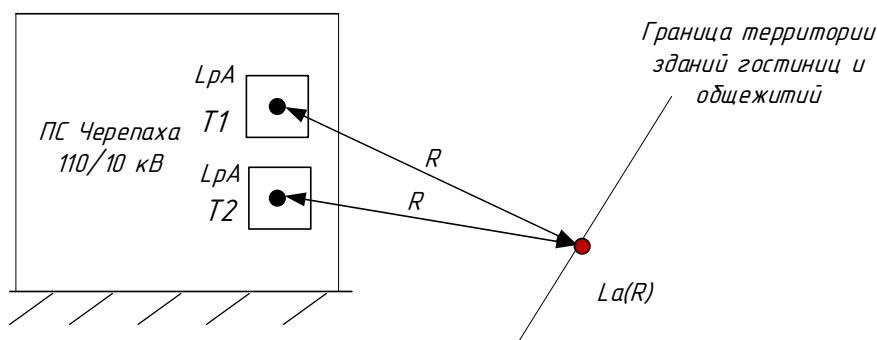


Рисунок 15 - Общий вид ПС открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

Рассчитано минимальное расстояние от ПС «Черепаша» до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму (63,317 м). Расстояние от ПС до территории, на которой должны выполняться санитарно-гигиенические требования по шуму, составляет 65 м. Следовательно, устанавливать акустические экраны или увеличивать расстояние путем переноса энергообъекта нет необходимости.

11.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУТ вследствие короткого замыкания.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей организации на всех стадиях его жизненного цикла оборудования.

Основными системами пожарной безопасности на ПС «Черепаша» являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты.

Систему предотвращения пожара на ПС «Черепаша» составляет комплекс мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара в данном случае на ПС «Черепаша» достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в

горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты в данном случае составляет комплекс средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на рассматриваемой ПС обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости;
- применением пожарной сигнализации и средств оповещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны объектов электроэнергетики.

Предотвращение распространения пожара на территории ПС «Черепаша» обеспечивается:

- устройством специальных противопожарных преград;
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков;
- устройством аварийного отключения и переключения электрических аппаратов;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением преграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К

ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУТ ПС «Черепиха».

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства трансформаторов ПС «Черепиха», классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На ПС «Черепиха» широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, большая струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения на ПС «Черепиха» применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижней части огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения ВКР была спроектирована электрическая сеть, позволяющая обеспечить потребителей электроэнергией соответствующего качества с необходимой надежностью.

Расчет производился на основе формирования ряда вариантов конфигурации сети, обладающих отличающимися техническими и технико-экономическими характеристиками и показателями.

В проекте определены вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надежной и экономически выгодной электрической сети.

Для каждого из конкурентоспособных вариантов выбраны элементы электрической сети (провода, трансформаторы, компенсирующие устройства).

По расчету приведенных затрат, капитальных вложений и эксплуатационных расходов был выбран оптимальный вариант конфигурации.

В результате расчетов установившихся режимов определены: потери в линиях и силовых трансформаторах; определены фактические напряжения на высокой и низкой стороне с учетом регулирования РПН.

Выбранное оборудование проходит по условиям различных режимов работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2011. – 880 с
2. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по сетям: Приказ Минэнерго РФ №326 от 30.12.2011.
3. Приказ от 1 марта 2016 г №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг»
4. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2015. – 43 с
5. Электротехнический справочник : в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, В. А. Лабунцова, И. Н. Орлова, М. М. Соколова, А. М. Федосеева, А. Я. Шихина, И. В. Антик. – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Изд-во МЭИ, 2015. – Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии. – 880 с.
6. Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2016 – 2020 годы
7. Постановление №50/7 от 28.12.2016 г. Комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края. Об установлении тарифов для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, приобретающих ее в целях компенсации потерь в сетях, принадлежащих данным организациям на праве собственности или другом законном основании на 2017 год
8. Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя

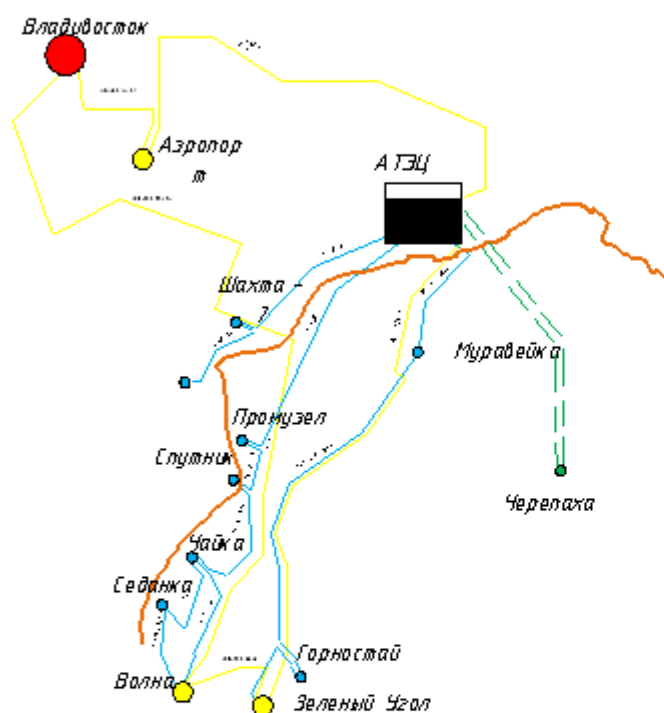
9. Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М.Блок, Г.К.Обушев, Л.Б.Паперно и др.; Под ред.В.М.Блок. – М.: Высш.шк.,2013. – 383 с.
10. Неклепаев Б.Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 608 с.
11. ГОСТ Р МЭК 60949-2009. Расчет термически допустимых токов короткого замыкания с учетом неадиабатического нагрева. Введен в действие с 01.01.2010
12. СТО 56947007-29.060.20.071-2011. Силовые кабельные линии напряжением 110–500 кВ. Условия создания. Нормы и требования. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2011.
13. Дмитриев М.В. Заземление экранов однофазных силовых кабелей 6–500 кВ. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. 152 с.
14. МЭК 60853 Расчет циклических и аварийных значений тока в кабелях.
15. Федеральный закон Российской Федерации от 22.06.2008 г. № 123 - ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
16. МЭК 60287-2-1 Расчет термических сопротивлений.
17. СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»
18. Лыкин А. В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В.Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
19. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ
20. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99.- М. 2010.
21. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г.№242.

22. Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожаКнига 2010.
23. Письмо Минстроя РФ от 19.02.2016 №4688-ХМ/05 Об индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ, индексах изменения сметной стоимости пректных и изыскательских работ и иных индексах на I квартал 2016 года
24. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.
25. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения
26. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС»СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)
27. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с
28. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. № 229, зарегистрированные Минюстом России от 20.06.03 №4799
29. ГОСТ 12.2.024-87. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. Введ. – 01.01.89. – 15 с.
30. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет и прогнозирование электрических нагрузок подстанции на 110 кВ

1 вариант



Активная мощность задаётся в МВт, реактивная в Мвар, полная в МВА, напряжение в кВ, длины линий в км, ток в кА

Данные:

$$P_A := 41.1 \quad \text{МВт} \quad \text{tg}\phi_A := 0.5$$

Значение прогноза нагрузок

Зима

$P_{\text{срзА}} := 38.327$	МВт	$P_{\text{эфзА}} := 41.008$	МВт	$P_{\text{maxзА}} := 68.433$	МВт
$Q_{\text{срзА}} := 17.16$	Мвар	$Q_{\text{эфзА}} := 17.954$	Мвар	$Q_{\text{maxзА}} := 28.05$	Мвар

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Длины участков линий, км

$$L_{ИП1А} := 12 \cdot 1.2 = 14.4$$

Выбор рационального напряжения

Потоки мощности:

$$P_{ИП1А} := P_{\max А} = 68.433$$

$$U_{\text{рац1ИП1А}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ИП1А}} + \frac{2500}{P_{ИП1А}}}} = 118.466$$

Принимаем номинальное напряжение в схеме равным 110 кВ

Компенсация реактивной мощности для зимы

Требуемая мощность КУ

$$S_{\max А} := \sqrt{P_{\max А}^2 + Q_{\max А}^2} = 73.959$$

$$K_0 = 0.98$$

$$\Delta Q_{Т\Sigma} := 0.1 \cdot (S_{\max А}) = 7.396$$

$$Q_{ПИБ} := K_0 \cdot (Q_{\max А}) + \Delta Q_{Т\Sigma} = 34.885$$

Для схемы на 110 кВ:

$$Q_{Т\Sigma 1} := 0.54 \cdot (P_{ИП1А}) = 36.954$$

$$Q_{ку1\Sigma} := Q_{ПИБ} - Q_{Т\Sigma 1} = -2.069$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Потоки мощности:

$$P_{\Sigma\phi\text{ИПП1А}} := P_{\Sigma\phi\text{зА}} = 41.008$$

$$\text{tg}\varphi_{1\text{БАЛ}} := \frac{(Q_{\text{maxзА}}) - Q_{\text{ку1}\Sigma}}{P_{\text{maxзА}}} = 0.44$$

$$\text{tg}\varphi_{1\text{БАЛ}} = 0.44$$

$$\text{tg}\phi_3 := 0.4$$

$$Q_{\text{тркуз1А}} := P_{\text{maxзА}} \cdot (\text{tg}\phi_{\text{А}} - \text{tg}\phi_3) = 6.843 \quad \text{Мвар}$$

Требуемая мощность на систему шин

$$Q_{\text{тркусшз1А}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тркуз1А}}}{2} = 3.764 \quad \text{Мвар}$$

Выбираем компенсирующие устройства

$$\text{ВГУ-110II-40/2000У1} \quad n_{\text{А}} := 3 \quad Q_{\text{ном.зА}} := 1.125 \quad \text{Мвар}$$

Фактическая мощность КУ

$$Q_{\text{куфзА}} := 2 \cdot n_{\text{А}} \cdot Q_{\text{ном.зА}} = 6.75 \quad \text{Мвар}$$

Нескомпенсированная мощность

$$Q_{\text{нескз1А}} := Q_{\text{maxзА}} - Q_{\text{куфзА}} = 21.3 \quad \text{Мвар}$$

Потоки мощности:

$$Q_{\text{нескз.ИПП1А}} := Q_{\text{нескз1А}} = 21.3$$

Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчётная полная мощность

$$S_{pA1} := \frac{\sqrt{P_{срзA}^2 + Q_{нескз1A}^2}}{2 \cdot 0.7} = 31.32 \quad \text{МВА}$$

По полученным данным принимаем

$$\text{ТД} - 40000/110 \quad S_{тр.A1} := 40 \quad \text{МВА}$$

Фактический коэффициент загрузки

$$k_{зA1} := \frac{\sqrt{P_{срзA}^2 + Q_{нескз1A}^2}}{2 \cdot S_{тр.A1}} = 0.548$$

Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора

$$k_{зпаA1} := \frac{\sqrt{P_{срзA}^2 + Q_{нескз1A}^2}}{S_{тр.A1}} = 1.096$$

Выбор марки и сечения провода

$$S_A := P_{maxзA} + i \cdot Q_{нескз1A} = 68.433 + 21.3i$$

Потоки мощности

$$S_{ИП1A} := S_A = 68.433 + 21.3i$$

Максимальный ток, протекающий по ВЛ

$$U_{ном} := 110$$

$$I_{maxИП1A} := \frac{|S_{ИП1A}|}{2 \cdot U_{ном} \cdot \sqrt{3}} \quad I_{maxИП1A} = 0.188 \quad \text{кА}$$

Расчетный ток

$$\alpha_{\gamma} := 1.05 \quad \alpha_{\tau} := 1.3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$I_{p.ИП1А} := \alpha_T \cdot \alpha_T \cdot I_{\max ИП1А} \quad I_{p.ИП1А} = 0.257 \quad \text{кА}$$

По полученным значениям принимаем

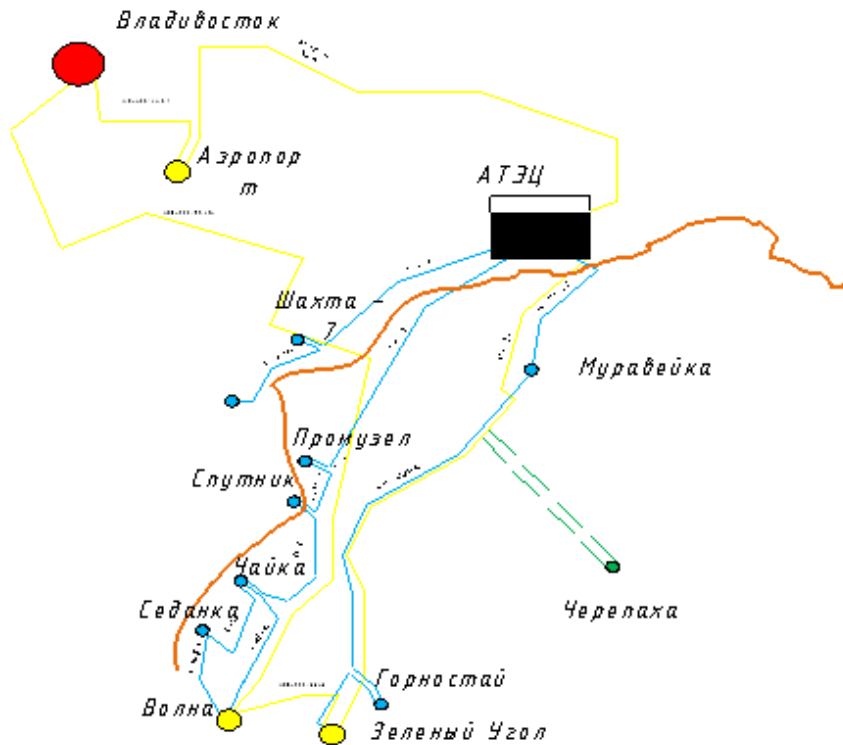
АС – 240

Проверка сечений в послеаварийном режиме

$$I_{\max ИП1А.п_ав} := I_{p.ИП1А} = 0.257 \quad \text{проходит}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет и прогнозирование электрических нагрузок подстанции на 220 кВ



2 вариант

Активная мощность задаётся в МВт, реактивная в Мвар, полная в МВА, напряжение в кВ, длины линий в км, ток в кА

Данные:

$P_A := 41,1 \text{ МВт}$	$\text{tg}\phi_A := 0.5$	ЧЕРЕПАХА
$P_B := 50,4 \text{ МВт}$	$\text{tg}\phi_B := 0.5$	Зеленый Угол
$P_B := 357 \text{ МВт}$	$\text{tg}\phi_B := 0.5$	ВЛАДИВОСТОК

Значение прогноза нагрузок

Зима

ЧЕРЕПАХА	Зеленый Угол	ВЛАДИВОСТОК
$P_{\text{срзА}} := 38.327 \text{ МВт}$	$P_{\text{срзБ}} := 49.451 \text{ МВт}$	$P_{\text{срзВ}} := 378.98 \text{ МВт}$
$P_{\text{эфзА}} := 41.008 \text{ МВт}$	$P_{\text{эфзБ}} := 63.463 \text{ МВт}$	$P_{\text{эфзВ}} := 407.21 \text{ МВт}$
$P_{\text{maxзА}} := 68.433 \text{ МВт}$	$P_{\text{maxзБ}} := 131.53 \text{ МВт}$	$P_{\text{maxзВ}} := 686.49 \text{ МВт}$
$Q_{\text{срзА}} := 17.16 \text{ Мвар}$	$Q_{\text{срзБ}} := 23.132 \text{ Мвар}$	$Q_{\text{срзВ}} := 159.19 \text{ Мвар}$
$Q_{\text{эфзА}} := 17.954 \text{ Мвар}$	$Q_{\text{эфзБ}} := 29.312 \text{ Мвар}$	$Q_{\text{эфзВ}} := 170.14 \text{ Мвар}$
$Q_{\text{maxзА}} := 28.05 \text{ Мвар}$	$Q_{\text{maxзБ}} := 60.288 \text{ Мвар}$	$Q_{\text{maxзВ}} := 283.15 \text{ Мвар}$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Длины участков линий, км:

$$L_{AB} := 11 \cdot 1.2 = 13.2$$

Владивосток-2отп. Черепаха

$$L_{AB} := 34 \cdot 1.2 = 40.8$$

Зеленый Угол-1отп. Черепаха

$$L_{ИП1А} := 2 \cdot 1.2 = 2.4$$

ЧЕРЕПАХА

$$L_{ВАБ} := 41 \cdot 1.2 = 49.2 \quad \text{Зеленый Угол-1отп. Черепаха-2отп. Черепаха-Владивосток}$$

Выбор рационального напряжения

Потоки мощности:

$$P_{1AB} := \frac{P_{\max A} \cdot (L_{AB})}{L_{AB} + L_{AB}} = 51.70493$$

$$P_{1BAБ} := \frac{P_{\max B} \cdot L_{BAБ}}{L_{BAБ}} = 131.53$$

$$P_{ИП1А} := P_{\max A} = 68.433$$

$$P_{1AB} := \frac{P_{\max A} \cdot (L_{AB})}{L_{AB} + L_{AB}} = 16.72807$$

$$P_{1BAБ} := \frac{P_{\max B} \cdot L_{BAБ}}{L_{BAБ}} = 686.49$$

$$U_{\text{рац1}AB} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{AB}} + \frac{2500}{P_{1AB}}}} = 128.45219$$

$$U_{\text{рац1}BAБ} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{BAБ}} + \frac{2500}{P_{1BAБ}}}} = 185.15448$$

$$U_{\text{рац1}AB} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{AB}} + \frac{2500}{P_{1AB}}}} = 73.06315$$

$$U_{\text{рац1}BAБ} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{BAБ}} + \frac{2500}{P_{1BAБ}}}} = 269.14887$$

$$U_{\text{рац1}A} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ИП1А}} + \frac{2500}{\frac{41.1}{2}}}} = 55.0492$$

Принимаем номинальное напряжение в схеме равным 220 кВ

Компенсация реактивной мощности для зимы

Требуемая мощность КУ

$$S_{\max A} := \sqrt{P_{\max A}^2 + Q_{\max A}^2} = 73.95862$$

$$S_{\max B} := \sqrt{P_{\max B}^2 + Q_{\max B}^2} = 144.68858$$

$$S_{\max B} := \sqrt{P_{\max B}^2 + Q_{\max B}^2} = 742.59171$$

$$K_0 := 0.98$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} := 0.1 \cdot (S_{\max A} + S_{\max B} + S_{\max B}) = 96.12389$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$Q_{\text{ПИБ}} := K_0 \cdot (Q_{\text{maxзА}} + Q_{\text{maxзБ}} + Q_{\text{maxзВ}}) \dots = 460.18213$$

$$+ \Delta Q_{\text{ТУ}}$$

Для схемы на 220 кВ:

$$Q_{\Gamma\Sigma 1} := 0.59 \cdot (P_{1\text{АВ}} + P_{1\text{АБ}}) = 40.37547$$

$$Q_{\text{ку}1\Sigma} := Q_{\text{ПИБ}} - Q_{\Gamma\Sigma 1} = 419.80666$$

Потоки мощности:

$$P_{\text{эф}1\text{АБ}} := \frac{P_{\text{эфзА}} \cdot (L_{\text{АБ}})}{L_{\text{АБ}} + L_{\text{АВ}}} = 30.98382$$

$$P_{\text{эф}1\text{ВАБ}} := \frac{P_{\text{эфзБ}} \cdot (L_{\text{ВАБ}})}{L_{\text{ВАБ}}} = 63.463$$

$$P_{\text{эф}1\text{БАВ}} := \frac{P_{\text{эфзВ}} \cdot (L_{\text{ВАБ}})}{L_{\text{ВАБ}}} = 407.21$$

$$P_{\text{эф}1\text{АВ}} := \frac{P_{\text{эфзА}} \cdot (L_{\text{АВ}})}{L_{\text{АВ}} + L_{\text{АБ}}} = 10.02418$$

$$P_{\text{эфИП}1\text{А}} := P_{\text{maxзА}} = 68.433$$

$$\text{tg}\varphi_{1\text{БАЛ}} := \frac{(Q_{\text{maxзА}} + Q_{\text{maxзБ}} + Q_{\text{maxзВ}}) - Q_{\text{ку}1\Sigma}}{P_{\text{maxзА}} + P_{\text{maxзБ}} + P_{\text{maxзВ}}} = -0.05451$$

$$\text{tg}\varphi_{1\text{БАЛ}} = -0.05451$$

$$\text{tg}\phi_{\text{э}} := 0.46$$

$$Q_{\text{тркуз}1\text{А}} := P_{\text{maxзА}} \cdot (\text{tg}\phi_{\text{А}} - \text{tg}\phi_{\text{э}}) = 2.73732 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тркуз}1\text{Б}} := P_{\text{maxзБ}} \cdot (\text{tg}\phi_{\text{Б}} - \text{tg}\phi_{\text{э}}) = 5.2612 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тркуз}1\text{В}} := P_{\text{maxзВ}} \cdot (\text{tg}\phi_{\text{В}} - \text{tg}\phi_{\text{э}}) = 27.4596 \quad \text{МВар}$$

Требуемая мощность на систему шин

$$Q_{\text{тркусш}3\text{1А}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тркуз}1\text{А}}}{2} = 1.50553 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тркусш}3\text{1Б}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тркуз}1\text{Б}}}{2} = 2.89366 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{тркусш}3\text{1В}} := 1.1 \frac{Q_{\text{тркуз}1\text{В}}}{2} = 15.10278 \quad \text{МВар}$$

Выбираем компенсирующие устройства

Выбираем $Q_{\text{тркусш}}$ для всех подстанций, т.к. не равны нулю и не меньше 0

$$\text{УКРЛ(П)56-10,5-2250-1350 УЗ} \quad n_{\text{А}} := 1 \quad Q_{\text{НОМ.з}1\text{А}} := 1.35 \quad \text{Мвар}$$

$$\text{УКРЛ(П)56-10,5-2250-1350 УЗ} \quad n_{\text{Б}} := 2 \quad Q_{\text{НОМ.з}1\text{Б}} := 1.35 \quad \text{Мвар}$$

$$\text{УКРЛ(П)56-10,5-2250-2250 УЗ} \quad n_{\text{В}} := 6 \quad Q_{\text{НОМ.з}1\text{В}} := 2.25 \quad \text{Мвар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Фактическая мощность КУ

$$Q_{\text{куфз1A}} := 1 \cdot n_A \cdot Q_{\text{НОМ.з1A}} = 1.35 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{куфз1B}} := 1 \cdot n_B \cdot Q_{\text{НОМ.з1B}} = 2.7 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{куфз1B}} := 1 \cdot n_B \cdot Q_{\text{НОМ.з1B}} = 13.5 \quad \text{Мвар}$$

Нескомпенсированная мощность

$$Q_{\text{нескз1A}} := Q_{\text{макзA}} - Q_{\text{куфз1A}} = 26.7 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{нескз1B}} := Q_{\text{макзB}} - Q_{\text{куфз1B}} = 57.588 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{нескз1B}} := Q_{\text{макзB}} - Q_{\text{куфз1B}} = 269.65 \quad \text{Мвар}$$

Потоки мощности:

$$Q_{\text{нескз1AB}} := \frac{Q_{\text{нескз1A}} \cdot (L_{\text{AB}})}{L_{\text{AB}} + L_{\text{AB}}} = 20.17333$$

$$Q_{\text{нескз1BAB}} := \frac{Q_{\text{нескз1B}} \cdot (L_{\text{BAB}})}{L_{\text{BAB}}} = 269.65$$

$$Q_{\text{нескз.ИП1A}} := Q_{\text{нескз1A}} = 26.7$$

$$Q_{\text{нескз1BAB}} := \frac{Q_{\text{нескз1A}} \cdot (L_{\text{BAB}})}{L_{\text{BAB}}} = 26.7$$

$$Q_{\text{нескз1AB}} := \frac{Q_{\text{нескз1A}} \cdot (L_{\text{AB}})}{L_{\text{AB}} + L_{\text{AB}}} = 6.52667$$

Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС:

Расчётная полная мощность

$$S_{\text{рA1}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срзA}}^2 + Q_{\text{нескз1A}}^2}}{2 \cdot 0.7} = 33.36448 \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{рB1}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срзB}}^2 + Q_{\text{нескз1B}}^2}}{2 \cdot 0.7} = 54.21885 \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{рB1}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срзB}}^2 + Q_{\text{нескз1B}}^2}}{3 \cdot 0.7} = 221.48589 \quad \text{МВА}$$

По полученным данным принимаем

ТРДН – 40000/220ПС Черепаха

$$S_{\text{тр.А1}} := 40 \quad \text{МВА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

ТРДН – 63000/220 ПС Зеленый Угол $S_{\text{тр.Б1}} := 63 \text{ МВА}$

АТДЦН – 250000/220/110 ПС Владивосток $S_{\text{тр.Б1}} := 250 \text{ МВА}$

Фактический коэффициент загрузки

$$k_{зА1} := \frac{\sqrt{P_{\text{срзА}}^2 + Q_{\text{нескз1А}}^2}}{2 \cdot S_{\text{тр.А1}}} = 0.58388$$

$$k_{зБ1} := \frac{\sqrt{P_{\text{срзБ}}^2 + Q_{\text{нескз1Б}}^2}}{2 \cdot S_{\text{тр.Б1}}} = 0.60243$$

$$k_{зВ1} := \frac{\sqrt{P_{\text{срзВ}}^2 + Q_{\text{нескз1В}}^2}}{3 \cdot S_{\text{тр.В1}}} = 0.62016$$

Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора

Зима

$$k_{зпаА1} := \frac{\sqrt{P_{\text{срзА}}^2 + Q_{\text{нескз1А}}^2}}{S_{\text{тр.А1}}} = 1.16776$$

$$k_{зпаБ1} := \frac{\sqrt{P_{\text{срзБ}}^2 + Q_{\text{нескз1Б}}^2}}{S_{\text{тр.Б1}}} = 1.20486$$

$$k_{зпаВ1} := \frac{\sqrt{P_{\text{срзВ}}^2 + Q_{\text{нескз1В}}^2}}{S_{\text{тр.В1}}} = 1.86048$$

Выбор марки и сечения провода

$$S_A := P_{\text{макзА}} + i \cdot Q_{\text{нескз1А}} = 68.433 + 26.7i$$

$$S_B := P_{\text{макзБ}} + i \cdot Q_{\text{нескз1Б}} = 131.53 + 57.588i$$

$$S_V := P_{\text{макзВ}} + i \cdot Q_{\text{нескз1В}} = 686.49 + 269.65i$$

Потоки мощности

$$S_{1АБ} := \frac{S_A \cdot (L_{АБ})}{L_{АБ} + L_{АБ}} = 51.70493 + 20.17333i$$

$$S_{1БАВ} := \frac{S_B \cdot (L_{БАВ})}{L_{БАВ}} = 686.49 + 269.65i$$

$$S_{1ВАБ} := \frac{S_B \cdot (L_{ВАБ})}{L_{ВАБ}} = 131.53 + 57.588i$$

$$S_{1АВ} := \frac{S_A \cdot (L_{АВ})}{L_{АВ} + L_{АБ}} = 16.72807 + 6.52667i$$

$$S_{1ИП1А} := S_A = 68.433 + 26.7i$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Выбор сечений и марки провода

Максимальный ток, протекающий по ВЛ

$$U_{\text{НОМ}} := 220$$

$$I_{\text{maxИП1А}} := \frac{|S_{1ИП1А}|}{2 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{3}} \quad I_{\text{maxИП1А}} = 0.09639 \text{ кА}$$

$$I_{\text{maxАВ}} := \frac{|S_{1АВ}|}{1 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{3}} \quad I_{\text{maxАВ}} = 0.04712 \text{ кА}$$

$$I_{\text{maxБАВ}} := \frac{|S_{1БАВ}|}{1 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{3}} \quad I_{\text{maxБАВ}} = 1.93557 \text{ кА}$$

$$I_{\text{maxАБ}} := \frac{|S_{1АБ}|}{1 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{3}} \quad I_{\text{maxАБ}} = 0.14565 \text{ кА}$$

$$I_{\text{maxВАБ}} := \frac{|S_{1ВАБ}|}{1 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{3}} \quad I_{\text{maxВАБ}} = 0.37681 \text{ кА}$$

Расчетный ток $\alpha_i := 1.05$ $\alpha_T := 1.3$

$$I_{\text{р.ИП1А}} := \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{maxИП1А}} \quad I_{\text{р.ИП1А}} = 0.13157 \text{ кА}$$

$$I_{\text{р.АВ}} := \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{maxАВ}} \quad I_{\text{р.АВ}} = 0.06432 \text{ кА}$$

$$I_{\text{р.БАВ}} := \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{maxБАВ}} \quad I_{\text{р.БАВ}} = 2.64205 \text{ кА}$$

$$I_{\text{р.АБ}} := \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{maxАБ}} \quad I_{\text{р.АБ}} = 0.19882 \text{ кА}$$

$$I_{\text{р.ВАБ}} := \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{maxВАБ}} \quad I_{\text{р.ВАБ}} = 0.51435 \text{ кА}$$

По полученным значениям принимаем

АС – 400 ИП1 – А ЧЕРЕПАХА

АС – 240 А – В Владивосток-2отп. Черепаха

АС – 400 В – А – Б Зеленый Угол-1отп. Черепаха-2отп. Черепаха-Владивосток

АС – 400 А – Б Зеленый Угол-1отп. Черепаха

Проверка сечений в послеаварийном режиме

$$I_{\text{maxИП1А.п_ав}} := I_{\text{р.ИП1А}} = 0.13157 \quad \text{проходит}$$

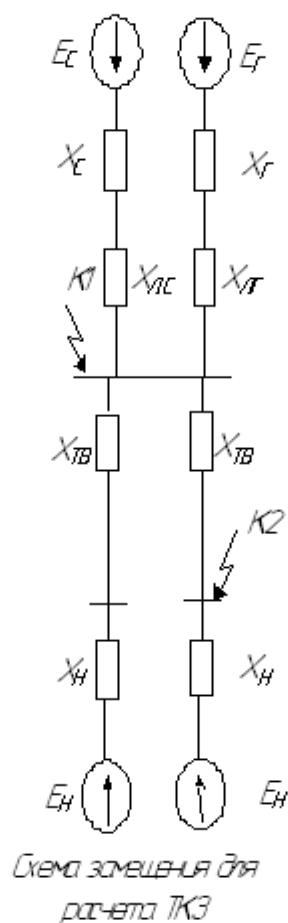
$$I_{\text{maxАВ.п_ав}} := I_{\text{р.АВ}} = 0.06432 \quad \text{проходит}$$

$$I_{\text{maxВАБ.п_ав}} := I_{\text{р.ВАБ}} = 0.51435 \quad \text{проходит}$$

$$I_{\text{maxАБ.п_ав}} := I_{\text{р.АБ}} = 0.19882 \quad \text{проходит}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Составляем схему замещения



Рассчитаем сопротивления и ЭДС прямой последовательности, входящие в схему замещения:

$$E := 121 \quad U_{бВ} := 121 \quad U_{бН} := 10$$

ТД 40000/110

$$S_{НОМТ} := 40 \quad \text{МВА}$$

$$U_{КВН} := 10.5 \quad \%$$

$$U_{КВ} := 10.5 = 10.5 \quad \%$$

$$X_T := \frac{U_{КВ}}{100} \cdot \frac{U_{бВ}^2}{S_{НОМТ}} = 38.43262$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Точка К1 ВН

$$T_a = 0,003 \quad I_{no} = 2,8808$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,8808 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,03}} = 1,2687 \text{ кА}$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{no} = 6,995 \text{ кА}$$

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} = 4,074 \text{ кА},$$

$$K_{y\delta} = 1,717$$

$$Bк = (2,8808)2 \cdot (2,555 + 0,03) = 21,453$$

Точка К2 НН

$$T_a = 0,015 \quad I_{no} = 10,5864$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,5864 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,015}} = 4,662 \text{ кА}$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{no} = 22,846 \text{ кА}$$

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} = 14,971 \text{ кА},$$

$$K_{y\delta} = 1,526$$

$$Bк = (10,5864)2 \cdot (2,555 + 0,015) = 288,025$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Молниезащита и заземление

Дано:

Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{НОМ}} := 110$
Число ячеек	15
Общее сопротивление естественных заземлителей. Состав грунта	$R := 5.5$ почва / буротаежные болотистые
Толщина первого слоя грунта	$h_1 := 1.5$
Климатическая зона	$N := 4$
Ток молнии	$I_{\text{МОЛН}} := 60$
Ток короткого замыкания	$I_{\text{КЗ}} := 2.88$
Время срабатывания защиты	$t_{\text{сз}} := 0.1$
Число линий	$n_{\text{ВЛ}} := 2$

СХЕМА: Два блока с выключателями и с неавтоматической перемычкой со стороны линии
Расчет заземления ПС

$$I_{\text{кз}} := 2.88 \quad t_{\text{сз}} = 0.1 \quad R = 5.5 \quad \text{Грунт} = \text{почва/буротаежные болотистые}$$

$$h_1 = 1.5 \quad N = 4$$

Контур заземления сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1.5 метра, для того что бы человек при прикосновении к оборудованию не мог находиться за пределами заземления.

Длина ПС

$$A := 80$$

Ширина ПС

$$B := 40$$

Найдём удельное сопротивление грунта (РД таблица П 15.1):

Площадь:

$$S := (A + 2 \cdot 2) \cdot (B + 2 \cdot 2) = 3696$$

Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков $D=10$ мм

$$D := 10 \quad r := 5$$

Сечение по механической прочности

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$F_{\text{мех}} := \pi \cdot r^2 = 78.53982$$

Проверка на термическую стойкость

$$F_{\text{терм}} := \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot 0.1}{400 \cdot 21}} = 0.00994$$

Проверяем на коррозионную стойкость

$$a_{\text{к}} := 0.0026 \quad b_{\text{к}} := 0.00915$$

$$c_{\text{к}} := -0.0104 \quad \alpha_{\text{к}} := 0.0224$$

$$T := 240$$

$$S_{\text{ср}} := a_{\text{к}} \cdot (\ln(T))^3 + b_{\text{к}} \cdot (\ln(T))^2 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T) + \alpha_{\text{к}} = 0.66827$$

$$F_{\text{к.с}} := \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (r \cdot 2 + S_{\text{ср}}) = 22.3971 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{мех}} \geq F_{\text{терм}} + F_{\text{к.с}}$$

$$F_{\text{мех}} = 78.53982 \quad F_{\text{терм}} + F_{\text{к.с}} = 22.40712$$

Для 4 климатической зоны толщина сезонных изменений грунта:

$$h_{\text{грунта}} := 2 \text{ м}$$

Горизонтальные прутки принимаем длиной 5 м и диаметром 10 мм

Глубина заложения прутков 0,8 метра

Расстояние между полосками сетки 6 м:

Общая длина горизонтальных полос:

$$L_{\text{Г}} := (A + 2 \cdot 2) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 2)}{5} + (B + 2 \cdot 2) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 2)}{10} = 1108.8$$

$$a := \frac{B + 4}{10} = 4.4$$

$$b := \frac{A + 4}{5} = 16.8$$

По длине 5 прутков

По ширине 17 прутков

Определяем количество вертикальных электродов при расстоянии между ними 12 м:

$$n_{\text{В}} := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12} = 20.26491$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Принимаем число вертикальных электродов равное 21

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$l_B := 5$$

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.08224$$

$$A_{ЭТС} := 0.4$$

$$\rho_{\text{общ}} := 43 \quad \text{Ом}\cdot\text{м}$$

$$R_C := \rho_{\text{общ}} \cdot \left(\frac{A_{ЭТС}}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_T + 26 \cdot l_B} \right) = 0.31763$$

Вычисляем импульсное сопротивление заземлителя:

$$I_{\text{МОЛН}} := 60$$

$$\alpha_{\text{И}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{общ}} + 320) \cdot (I_{\text{МОЛН}} + 45)}} = 1.54679$$

$$R_{\text{И}} := R_C \cdot \alpha_{\text{И}} = 0.49131$$

Выполняется условие

$$R_{\text{И}} < 0.5$$

Заземление удовлетворяет требованиям ПУЭ

Расстановка молниеотводов для защиты электрооборудования от прямых ударов молнии:

Т.к. у нас зона А - до 750 кВ (надежность 0,955), то высота молниеотводов не превышает 150 м

Принимаем высоту молниеотвода (прожекторная мачта) в соответствии с ОРУ:

$$h_{\text{МОЛ}} := 36 \quad \text{м} \quad \text{Определяем расстояние между молниеотводами:}$$

$$L_{\text{МОЛ}} := 27 \quad \text{м}$$

Высота защищаемого объекта. Берем самый высокий объект им является портал его высота 11 м

$$h_{\text{ЭФ}} := 0.85 \cdot h_{\text{МОЛ}} = 30.6 \quad \text{м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot h_{\text{МОЛ}} = 37.008 \quad \text{м}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Половина ширины зоны защиты на уровне земли

$$r_{\text{CO}} := r_0 = 37.008 \quad \text{м}$$

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты в середине пролета между молниеотводом

$$h_{\text{сГ}} := h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot (L_{\text{МОЛ}} - h_{\text{МОЛ}}) = 32.2272 \quad \text{м}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта
портал

$$h_i := 11 \quad \text{м}$$

$$r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right) = 23.70447 \quad \text{м}$$

Определяем половину ширины на уровне защищаемого объекта

$$r_{\text{сХ}} := r_{\text{CO}} \cdot \frac{h_{\text{сГ}} - h_i}{h_{\text{сГ}}} = 24.37619 \quad \text{м}$$

Расчет напряжения прикосновения

$$I_3 := 12.063 \quad \text{кА}$$

$$R_{\text{И.}} = 0.49131 \quad \text{Ом}$$

Длина ПС

$$\underline{\underline{A}} := 80 \quad \text{м}$$

Ширина ПС

$$\underline{\underline{B}} := 40 \quad \text{м}$$

$$a := \frac{2 \cdot (A + B + 4)}{8} = 31$$

$$\underline{\underline{l_B}} := 5 \quad \text{м}$$

$$L_{\text{Г}} = 1108.8 \quad \text{м}$$

$$S = 3696 \quad \text{м}^2$$

$$\alpha_n := 2.1 \cdot \left[\frac{a \cdot \sqrt{S}}{(l_B + 0.8) \cdot L_{\text{Г}}} \right]^{0.45} = 1.20877$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$R_{\text{ч}} := 1000 \text{ Ом}$$

$$\rho_{\text{обш}} := 43 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$\beta_{\text{н}} := \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1.5 \cdot \rho_{\text{обш}}} = 0.93941$$

$$U_{\text{п}} := I_{\text{з}} \cdot R_{\text{н}} \cdot \alpha_{\text{н}} \cdot \beta_{\text{н}} = 6.72988 \text{ кВ}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Исходя из расчетов можно посчитать капитальные вложение на ПС Черепаша

$$L_1 := 14.4 \quad \text{АС} - 240$$

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

$$K_{\text{вл1}} := K_{\text{инф}} \cdot (K_{\text{уд}} \cdot L_1) = 1.97914 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$K_{\text{зонТП}} := 1.3 \quad K_{\text{зонВЛ}} := 1.4$$

Стоимость ТР

$$K_{\text{тр}} := 8600 \cdot 2 = 17200 \quad \text{Тыс. руб}$$

Стоимость открытого распределительного устройства

$$K_{\text{ру}} := 7000 \cdot 3 = 21000 \quad \text{Тыс. руб}$$

Стоимость на постоянные затраты

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

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{инф}} \cdot (K_{\text{тр}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{пост}}) = 4.22628 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$K_{\text{сум}} := K_{\text{пс}} \cdot K_{\text{зонТП}} + K_{\text{вл1}} \cdot K_{\text{зонВЛ}} = 8.26495 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

Издержки

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

$$I_{\text{эксПС}} := K_{\text{пс}} \cdot K_{\text{зонТП}} \cdot \frac{a_{\text{ампс}}}{100} = 28844.361 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_{\text{эксВЛ}} := K_{\text{вл1}} \cdot K_{\text{зонВЛ}} \cdot \frac{a_{\text{амвл}}}{100} = 1801.01376 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_{\text{экс}} := I_{\text{эксВЛ}} + I_{\text{эксПС}} = 30645.37476 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$T_{\text{сл}} := 20$$

$$I_{\text{АМ}} := \frac{K_{\text{сум}}}{T_{\text{сл}}} = 41324.772 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$C_{\text{уд}} := 1.5$$

ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

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

$$И_{\Delta w1} := (\Delta W_{об}) \cdot C_{уд} = 16642.85133 \quad \text{Тыс. руб}$$

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

$$E := 0.125 \quad \text{Ставка рефинансирования}$$

$$И_1 := И_{экс} + И_{АМ} + И_{\Delta w1} = 88612.99809 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$З_{ср1} := E \cdot K_{сум} + И_1 = 1.91925 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

Стоимостная оценка результатов строительства ПС

$$T := 3.15$$

$$D := 0.81$$

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

$$P_p := 41100$$

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

$$O_p := W_{\text{год}} \cdot 10^{-3} \cdot T \cdot D = 4.19467 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

Оценка экономической эффективности

прибыль в год

$$П_{бт} := O_p - И_1 - И_{АМ} = 2.89529 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_T := 0.24 \cdot П_{бт} = 69486.91918 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$И_T := И_1 - И_{АМ} = 47288.22609 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$\Theta_T := O_p - И_T - H_T - K_{сум} = -5.23804 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

инвестирование 1 год 20%

инвестирование 2 год 20 %

инвестирование 3 год 30 %

инвестирование 4 год 30 %

$$П1 := K_{сум} \cdot 0.2 = 1.65299 \times 10^5$$

$$П2 := K_{сум} \cdot 0.2 = 1.65299 \times 10^5$$

$$П3 := K_{сум} \cdot 0.3 = 2.47949 \times 10^5$$

ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

$$\text{П4} := K_{\text{сум}} \cdot 0.3 = 2.47949 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД1} := \frac{-\text{П1}}{(1 + E)^1} = -1.46933 \times 10^5$$

$$\text{Ч1} := \text{ЧДД1} = -1.46933 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД2} := \frac{-\text{П2}}{(1 + E)^2} = -1.30607 \times 10^5$$

$$\text{Ч2} := \text{ЧДД2} + \text{Ч1} = -2.77539 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД3} := \frac{-\text{П3}}{(1 + E)^3} = -1.74142 \times 10^5$$

$$\text{Ч3} := \text{ЧДД3} + \text{Ч2} = -4.51681 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД4} := \frac{-\text{П4}}{(1 + E)^4} = -1.54793 \times 10^5$$

$$\text{Ч4} := \text{ЧДД4} + \text{Ч3} = -6.06475 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД5} := \frac{\text{П}_{6T}}{(1 + E)^5} = 1.60668 \times 10^5$$

$$\text{Ч5} := \text{ЧДД5} + \text{Ч4} = -4.45807 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД6} := \frac{\text{П}_{6T}}{(1 + E)^6} = 1.42816 \times 10^5$$

$$\text{Ч6} := \text{ЧДД6} + \text{Ч5} = -3.02991 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД7} := \frac{\text{П}_{6T}}{(1 + E)^7} = 1.26948 \times 10^5$$

$$\text{Ч7} := \text{ЧДД7} + \text{Ч6} = -1.76043 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД8} := \frac{\text{П}_{6T}}{(1 + E)^8} = 1.12842 \times 10^5$$

$$\text{Ч8} := \text{ЧДД8} + \text{Ч7} = -63200.97268$$

$$\text{ЧДД9} := \frac{\text{П}_{6T}}{(1 + E)^9} = 1.00304 \times 10^5$$

$$\text{Ч9} := \text{ЧДД9} + \text{Ч8} = 37103.2261$$

$$\text{ЧДД10} := \frac{\text{П}_{6T}}{(1 + E)^{10}} = 89159.28781$$

$$\text{Ч10} := \text{ЧДД10} + \text{Ч9} = 1.26263 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД11} := \frac{\text{П}_{6T}}{(1 + E)^{11}} = 79252.70027$$

$$\text{Ч11} := \text{ЧДД11} + \text{Ч10} = 2.05515 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД12} := \frac{\text{П}_{6T}}{(1 + E)^{12}} = 70446.84469$$

$$\text{Ч12} := \text{ЧДД12} + \text{Ч11} = 2.75962 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД13} := \frac{\text{П}_{6T}}{(1 + E)^{13}} = 62619.4175$$

$$\text{Ч13} := \text{ЧДД13} + \text{Ч12} = 3.38581 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД14} := \frac{\text{П}_{6T}}{(1 + E)^{14}} = 55661.70444$$

$$\text{Ч14} := \text{ЧДД14} + \text{Ч13} = 3.94243 \times 10^5$$

ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

$$\begin{aligned} \text{ЧДД15} &:= \frac{\Pi_{6\Gamma}}{(1 + E)^{15}} = 49477.07062 & \text{Ч15} &:= \text{ЧДД15} + \text{Ч14} = 4.4372 \times 10^5 \\ \text{ЧДД16} &:= \frac{\Pi_{6\Gamma}}{(1 + E)^{16}} = 43979.61833 & \text{Ч16} &:= \text{ЧДД16} + \text{Ч15} = 4.877 \times 10^5 \\ \text{ЧДД17} &:= \frac{\Pi_{6\Gamma}}{(1 + E)^{17}} = 39092.99407 & \text{Ч17} &:= \text{ЧДД17} + \text{Ч16} = 5.26793 \times 10^5 \\ \text{ЧДД18} &:= \frac{\Pi_{6\Gamma}}{(1 + E)^{18}} = 34749.32806 & \text{Ч18} &:= \text{ЧДД18} + \text{Ч17} = 5.61542 \times 10^5 \\ \text{ЧДД19} &:= \frac{\Pi_{6\Gamma}}{(1 + E)^{19}} = 30888.29161 & \text{Ч19} &:= \text{ЧДД19} + \text{Ч18} = 5.9243 \times 10^5 \\ \text{ЧДД20} &:= \frac{\Pi_{6\Gamma}}{(1 + E)^{20}} = 27456.25921 & \text{Ч20} &:= \text{ЧДД20} + \text{Ч19} = 6.19887 \times 10^5 \end{aligned}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

2 вариант

$$K_{\text{инф}} := 8.59 \quad K_{\text{уд3}} := 1250 \quad \text{сечение 400} \quad k_{220.3} := 1250 \quad k_{220.2} := 2320$$

$$K_{\text{уд5}} := 1250 \quad K_{\text{уд4}} := 2320 \quad \text{сечение 400} \quad k_{220.4} := 1250$$

$$K_{\text{уд2}} := 890$$

$$L_2 := 13.2 \quad \text{АС - 240} \quad L_3 := 40.8 \quad \text{АС - 400}$$

$$L_4 := 2.4 \quad \text{АС - 400} \quad L_5 := 49.2 \quad \text{АС - 400}$$

$$K_{\text{вл2}} := K_{\text{инф}} \cdot (K_{\text{уд2}} \cdot L_2) + K_{\text{инф}} \cdot (K_{\text{уд3}} \cdot L_3) + K_{\text{инф}} \cdot (K_{\text{уд4}} \cdot L_4) + K_{\text{инф}} \cdot (K_{\text{уд5}} \cdot L_5) = 1.11512 \times 10^6$$

$$K_{\text{зонТП}} := 1.3 \quad K_{\text{зонВЛ}} := 1.4$$

Стоимость ТР

$$K_{\text{ТР63}} := 14700 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ТР40}} := 10900 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ТР250}} := 3320 \text{ (тыс.руб)}$$

$$K_{\text{тр.А}} := 2 \cdot K_{\text{ТР40}} = 21800 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.Б}} := 2 \cdot K_{\text{ТР63}} = 29400 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.В}} := 2 \cdot K_{\text{ТР40}} = 21800 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр}} := (K_{\text{тр.А}} + K_{\text{тр.Б}} + K_{\text{тр.В}}) \cdot K_{\text{инф}} = 627070 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость открытого распределительного устройства

$$K_{\text{ру}} := 7000 \cdot 3 = 21000 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость на постоянные затраты

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

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{инф}} \cdot (K_{\text{тр}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{пост}}) = 5.66141 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{сум2}} := K_{\text{пс}} \cdot K_{\text{зонТП}} + K_{\text{вл2}} \cdot K_{\text{зонВЛ}} = 8.921 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Издержки

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

$$I_{\text{эксПС}} := K_{\text{пс}} \cdot K_{\text{зонТП}} \cdot \frac{a_{\text{ампс}}}{100} = 3.86391 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{эксВЛ}} := K_{\text{вл2}} \cdot K_{\text{зонВЛ}} \cdot \frac{a_{\text{амвл}}}{100} = 10147.5869 \text{ тыс.руб}$$

ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

$$I_{\text{Экс}} := I_{\text{ЭксВЛ}} + I_{\text{ЭксПС}} = 3.96539 \times 10^5 \text{ Тыс. руб}$$

$$T_{\text{сл}} := 20$$

$$C_{\text{уд}} := 1.5$$

$$I_{\text{ЭксВЛ2}} := K_{\text{ВЛ2}} \cdot K_{\text{зонВЛ}} \cdot \frac{a_{\text{амВЛ}}}{100} = 10147.5869 \text{ Тыс. руб}$$

$$I_{\text{Экс2}} := I_{\text{ЭксВЛ2}} + I_{\text{ЭксПС}} = 3.96539 \times 10^5 \text{ Тыс. руб}$$

$$I_{\text{АМ2}} := \frac{K_{\text{сум2}}}{T_{\text{сл}}} = 4.4605 \times 10^5 \text{ Тыс. руб}$$

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

$$I_{\Delta w1} := \Delta W_{\text{об}} \cdot C_{\text{уд}} = 16642.85133$$

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

$E := 0.125$ Ставка рефинансирования

$$I_1 := I_{\text{Экс}} + I_{\text{АМ2}} + I_{\Delta w1} = 8.59232 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$I_2 := I_{\text{Экс2}} + I_{\text{АМ2}} + I_{\Delta w1} = 8.59232 \times 10^5 \text{ с. руб}$$

$$Z_{\text{ср2}} := E \cdot K_{\text{сум2}} + I_2 = 1.97436 \times 10^6 \text{ Тыс. руб}$$

Карта-схема электрических сетей в районе проектирования

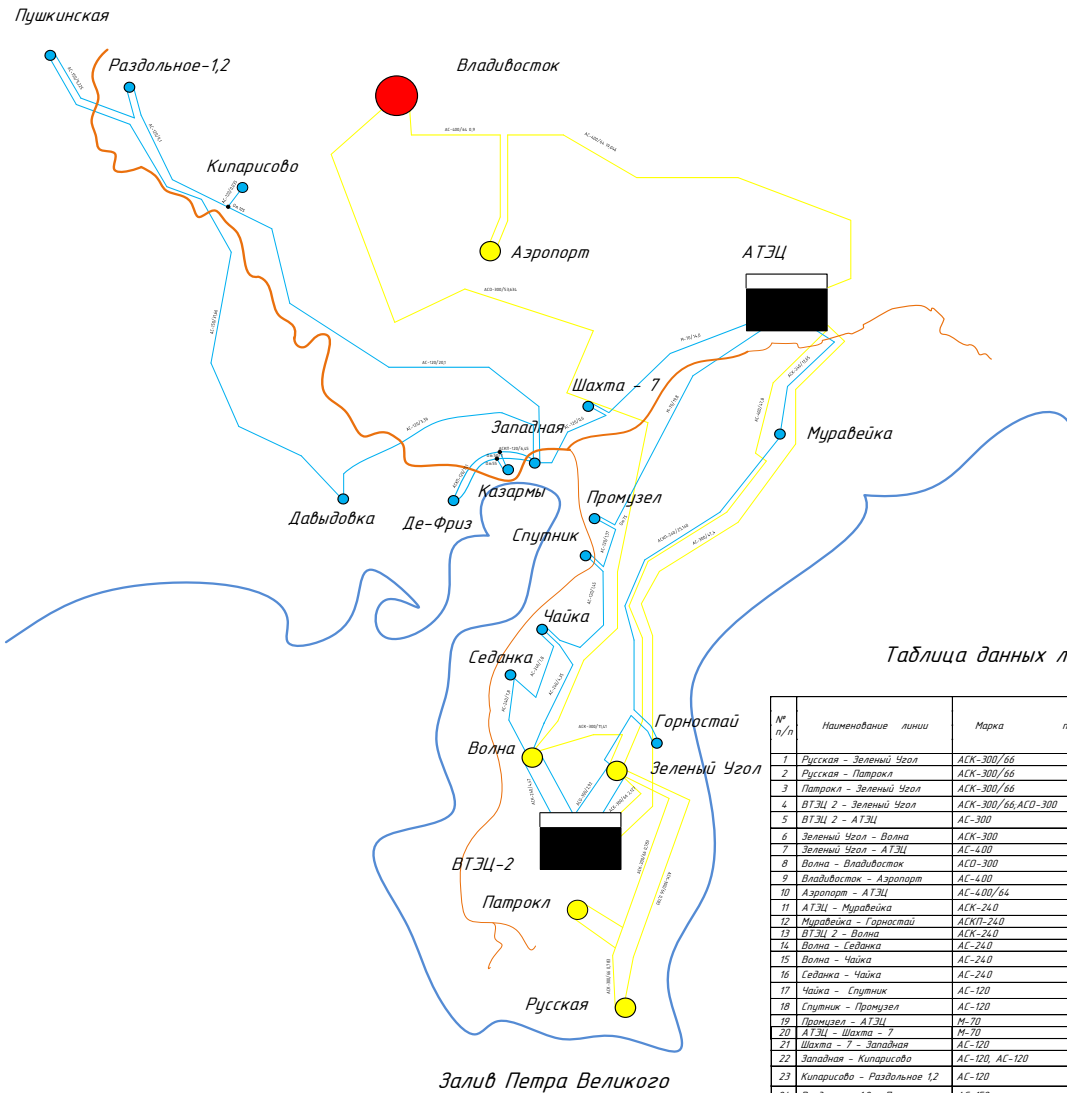
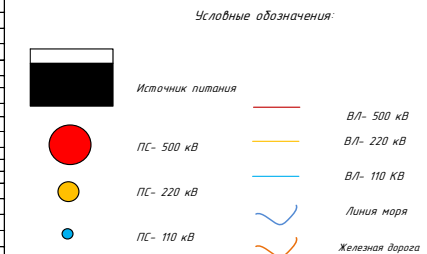


Таблица трансформаторов 220, 110 кВ

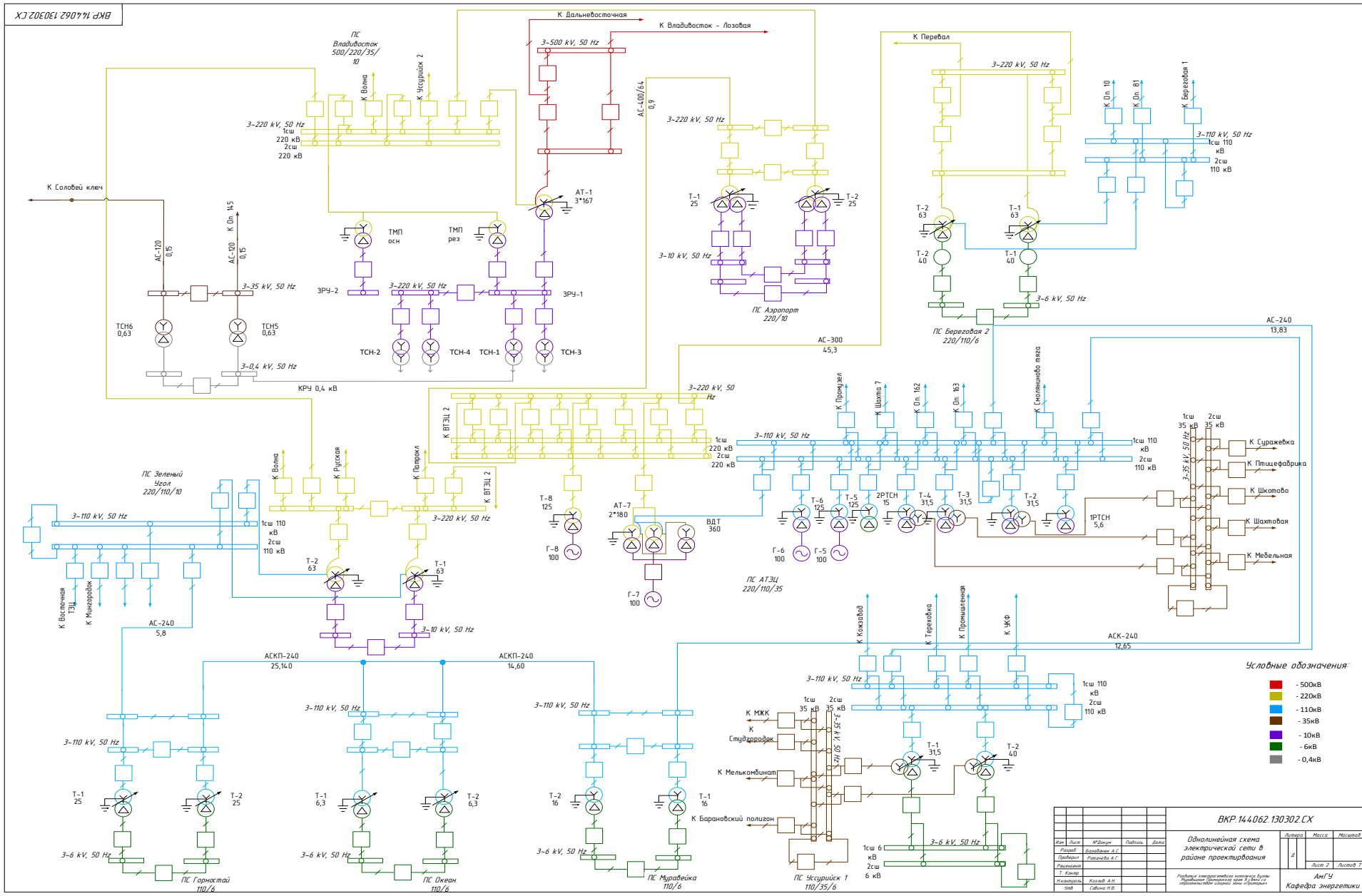
№ п/п	Наименование подстанции	Номер трансформатора	Мощность, МВА
1	Русская	T-1	63
2	Русская	T-2	63
3	Зеленый Угол	T-1	63
4	Зеленый Угол	T-2	63
5	АТЭЦ	T-2	315
6	АТЭЦ	T-3	315
7	АТЭЦ	T-4	315
8	АТЭЦ	T-5	125
9	АТЭЦ	T-6	125
10	АТЭЦ	T-8	125
11	Муравейка	T-1	16
12	Муравейка	T-2	16
13	ВТЭЦ 2	T-1	125
14	ВТЭЦ 2	T-2	125
15	ВТЭЦ 2	T-3	125
16	ВТЭЦ 2	T-5	125
17	ВТЭЦ 2	T-6	125
18	Промysel	T-1	16
19	Промysel	T-2	16
20	Шахта - 7	T-1	16
21	Шахта - 7	T-2	16
22	Западная	T-1	40
23	Западная	T-2	40
24	Раздольное 1,2	T-1	16
25	Лазанская	T-1	16
26	Пушкинская	T-2	16
27	Казармы	T-1	10
28	Казармы	T-2	10
29	Кипарисово	T-1	6,3
30	Де-Фриз	T-1	10
31	Де-Фриз	T-2	10
32	Давыдовка	T-1	25
33	Давыдовка	T-2	25
34	Патрокл	T-1	63
35	Патрокл	T-2	63
36	Аэропорт	T-1	25
37	Аэропорт	T-2	25
38	Горностай	T-1	25
39	Горностай	T-2	25
40	Спутник	T-1	25
41	Спутник	T-2	25
42	Чайка	T-1	16
43	Чайка	T-2	16
44	Седанка	T-1	16
45	Седанка	T-2	16
46	Волна	T-1	125
47	Волна	T-2	125
48	Волна	T-1	40
49	Волна	T-2	40

Таблица данных линий на 220 и 110 кВ

№ п/п	Наименование линии	Марка провода, кабеля	Длина, км
1	Русская - Зеленый Угол	АСК-300/66	0,78
2	Русская - Патрокл	АСК-300/66	0,78
3	Патрокл - Зеленый Угол	АСК-300/66	0,78
4	ВТЭЦ 2 - Зеленый Угол	АСК-300/66, АСО-300	2,127,2,92
5	ВТЭЦ 2 - АТЭЦ	АС-300	47,4
6	Зеленый Угол - Волна	АСК-300	11,4
7	Зеленый Угол - АТЭЦ	АС-400	43,8
8	Волна - Владивосток	АСО-300	53,6
9	Владивосток - Аэропорт	АС-400	0,9
10	Аэропорт - АТЭЦ	АС-400/64	19
11	АТЭЦ - Муравейка	АСК-240	12,7
12	Муравейка - Горностай	АСКП-240	25,1
13	ВТЭЦ 2 - Волна	АСК-240	4,47
14	Волна - Седанка	АС-240	7,8
15	Волна - Чайка	АС-240	4,35
16	Седанка - Чайка	АС-240	7,8
17	Чайка - Спутник	АС-120	14,5
18	Спутник - Промysel	АС-120	1,37
19	Промysel - АТЭЦ	М-70	19,8
20	АТЭЦ - Шахта - 7	М-70	16
21	Шахта - 7 - Западная	АС-120	0,6
22	Западная - Кипарисово	АС-120, АС-120	20,10,035
23	Кипарисово - Раздольное 1,2	АС-120	9,1
24	Раздольное 1,2 - Пушкинская	АС-150	9,23
25	Пушкинская - Давыдовка	АС-150	31,7
26	Давыдовка - западная	АС-120	3,36
27	Западная - Казармы	АСКП-120	6,45
28	Казармы - Де-Фриз	АСКП-120	11,1



ВКР 14.4.062.130.302.СХ				Алфавит	Масштаб
Имя	Дата	МД	Длина	Лист	Листов
Рисовал	Свердлов А.Г.			1	1
Проверил	Ромашова А.Г.				
Т. номер					
Исполнитель	Климов А.И.				АИИЭ
Свердлов	Савиных И.В.				Кафедра энергетики



Условные обозначения:

- - 500кВ
- - 220кВ
- - 110кВ
- - 35кВ
- - 10кВ
- - 0,4кВ

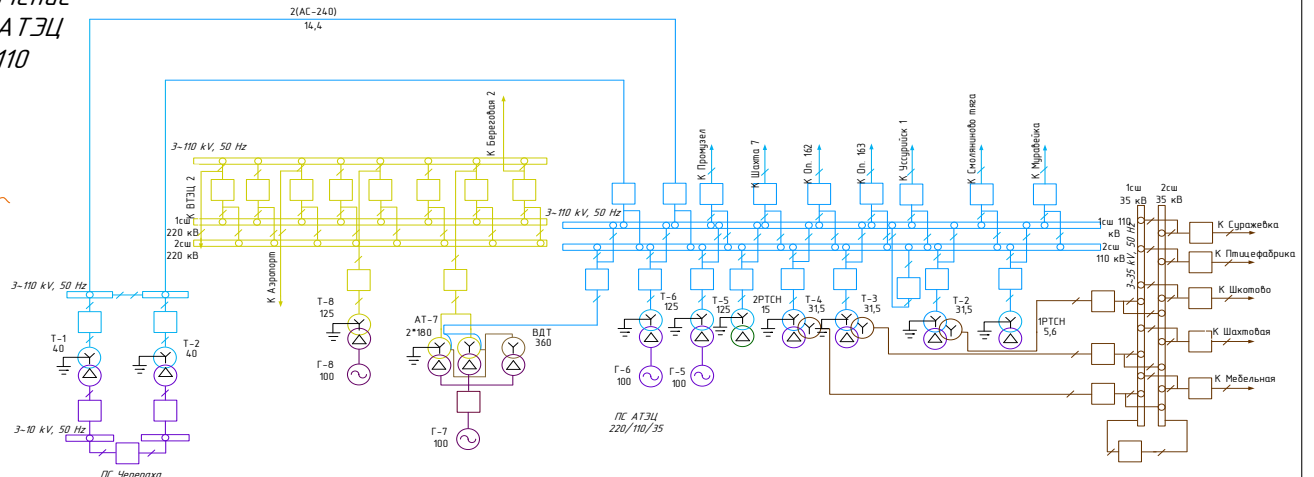
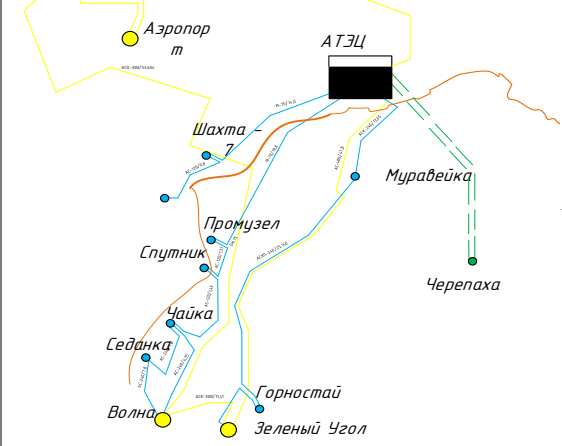
ВКР 14.062.130302.СХ				
Имя	Лист	М.Дата	Листов	Всего
Исполн	Борисов А.С.		1	7
Проверен	Борисов А.С.			
Расчетчик				
Т. Инженер				
Исполнитель	Козлов А.И.			
Смб	Савин И.В.			

Однoliniйная схема электрической сети в районе проектирования

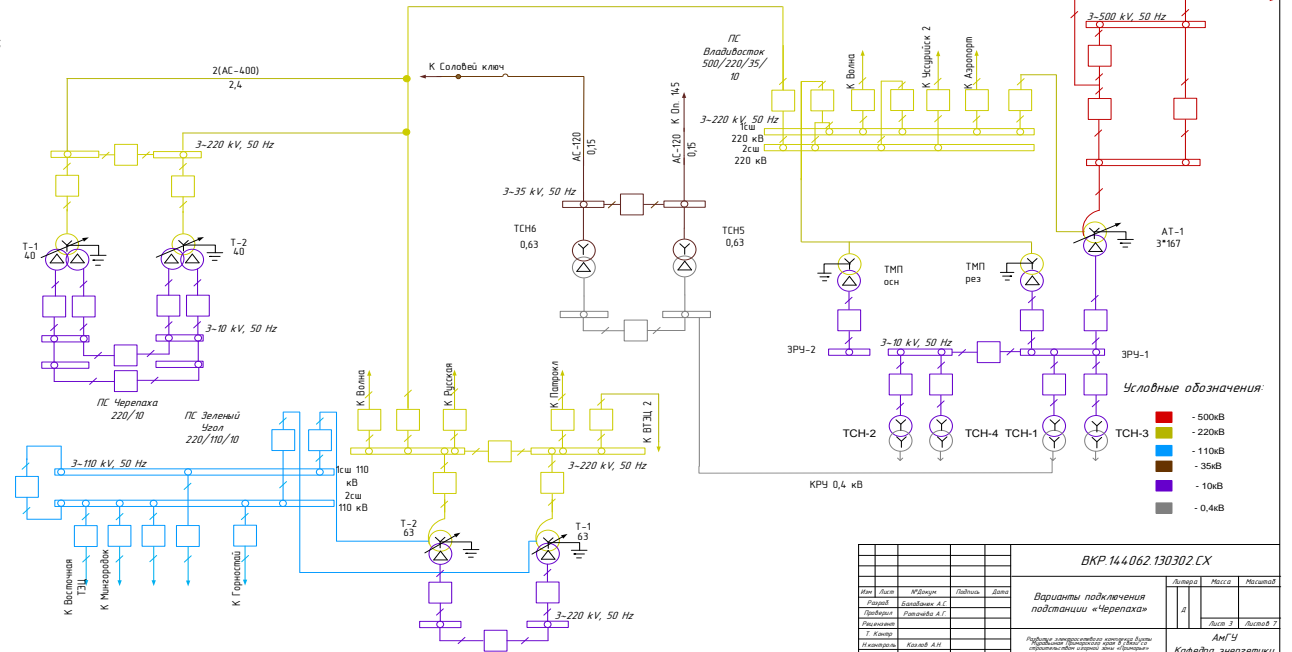
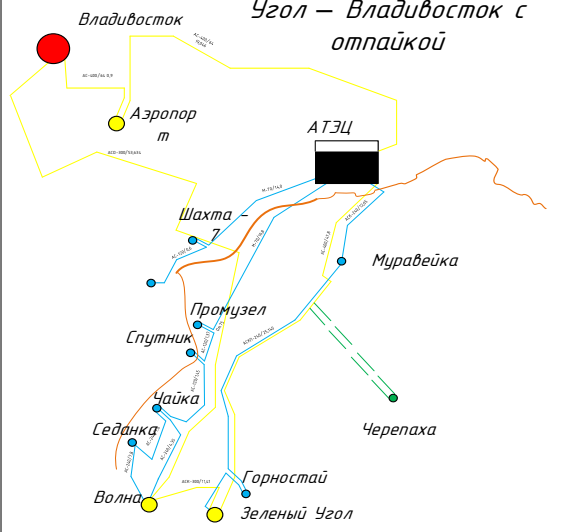
Лист 1 из 7

АНЭ/И
Кафедра энергетики

Вариант №1: подключение от ПС 220/110/35 АТЭЦ двухцепной КЛ-110



Вариант №2: подключение отпайкой от ВЛ-220 Зеленый Угол – Владивосток с отпайкой



- Условные обозначения
- - 500кВ
 - - 220кВ
 - - 110кВ
 - - 35кВ
 - - 10кВ
 - - 0,4кВ

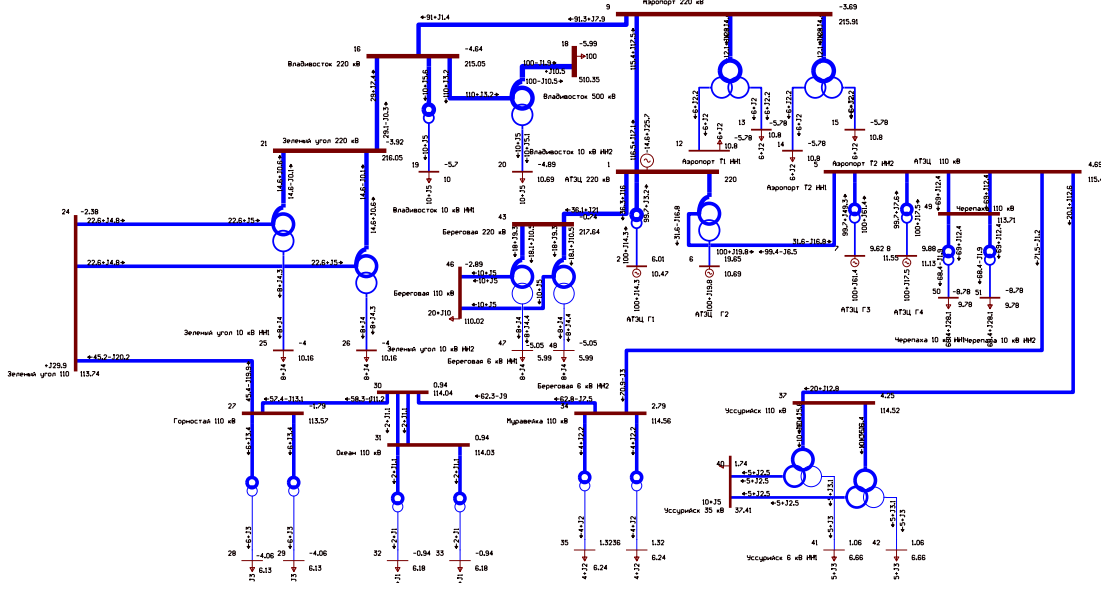
ВКР 14.4.062.130302.СХ				Лист 1	Лист 2	Лист 3	Лист 4	Лист 5
Имя	Данил	Михайлов	Данил					
Рисовал	Борисов	А.С.						
Проверил	Романов	А.Г.						
Т. Кавар								
Корректор	Кавар	А.Г.						
Дата	Сентябрь	2018						

Варианты подключения подстанции «Черепаша»

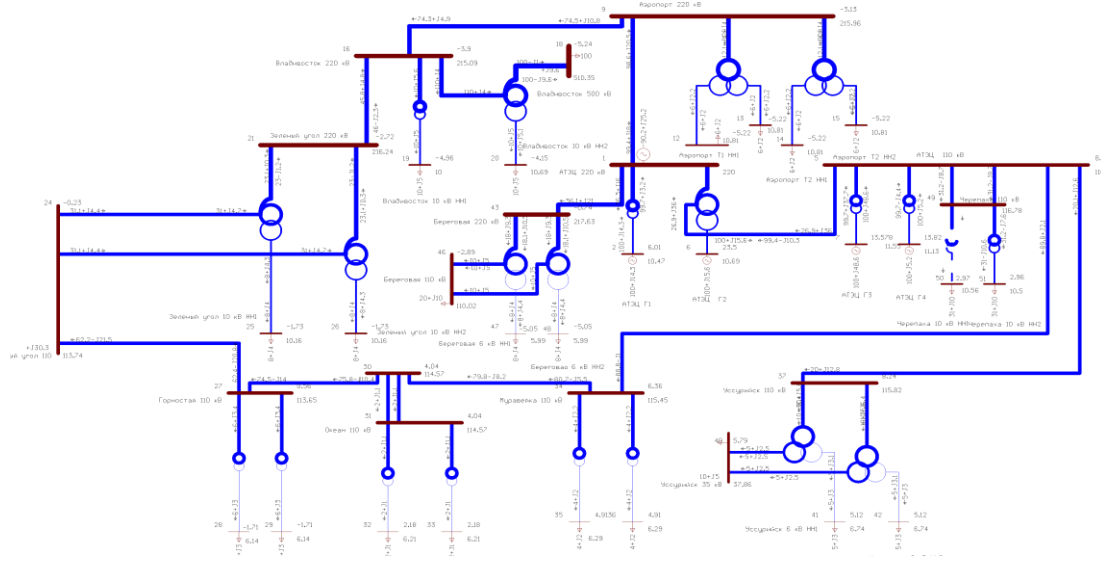
Подпись: *Степанов*

АИЭУ
Кафедра энергетики

Максимальная нагрузка в нормальном режиме



Максимальная нагрузка в аварийном режиме



Токвая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	U_ном	U_кон	Место
1	9	АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	309	312	ВН
9	16	Аэропорт 220 кВ – Владивосток 220 кВ	245	244	ВН
16	21	Владивосток 220 кВ – Зеленый угол 220 кВ	80	78	ВН
24	27	Зеленый угол 110 – Горностай 110 кВ	251	252	ВН
27	30	Горностай 110 кВ – 1	299	300	ВН
30	31 1	Океан 110 кВ	12	12	ВН
30	31 1	Океан 110 кВ	12	12	ВН
30	34 1	Мираевка 110 кВ	319	319	ВН
34	37	АТЭЦ 110 кВ – Мираевка 110 кВ	358	358	ВН
37	41	АТЭЦ 110 кВ – Уссурийск 110 кВ	119	120	ВН
1	4 3	АТЭЦ 220 кВ – Береговая 220 кВ	104	111	ВН
5	4 9	АТЭЦ 110 кВ – Черепаха 110 кВ	356	356	ВН
5	4 9	АТЭЦ 110 кВ – Черепаха 110 кВ	356	356	ВН

Напряжения

Номер	Название	U_ном	V	dV
7	АТЭЦ ГЗ	10	11,55	10
8	АТЭЦ Г4	10	11,13	6,01
38	Уссурийск Н1	110	117,7	7
39	Уссурийск Н2	110	117,7	7
40	Уссурийск 35 кВ	35	37,41	6,89
41	Уссурийск 6 кВ НН1	6	6,66	6,66
42	Уссурийск 6 кВ НН2	6	6,66	6,66
50	Черепаха 10 кВ НН1	10	9,78	-6,86
51	Черепаха 10 кВ НН2	10	9,78	-6,86

Токвая нагрузка ЛЭП

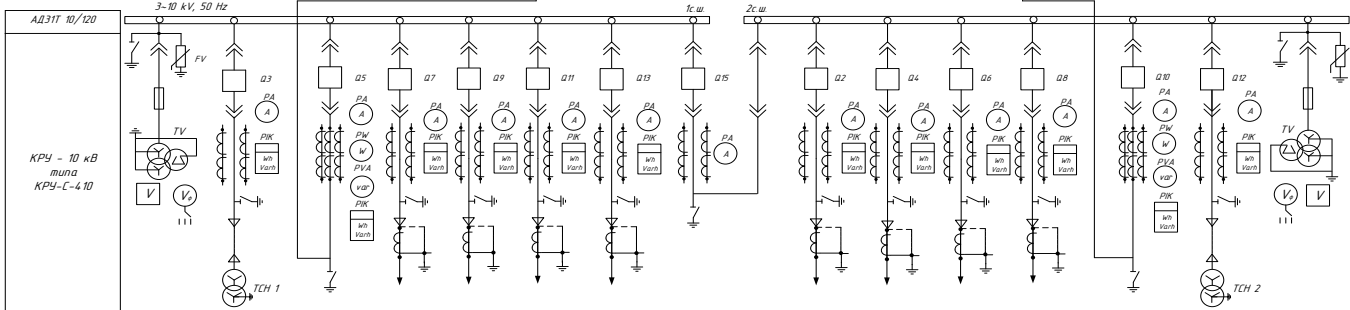
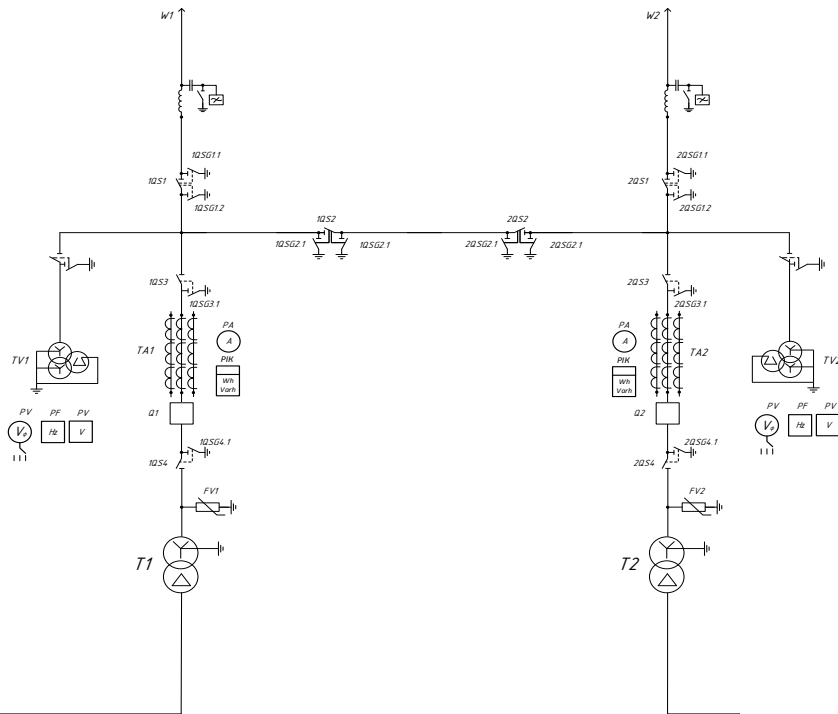
N_нач	N_кон	Название	U_ном	U_кон	Место
1	9	АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	265	269	ВН
9	16	Аэропорт 220 кВ – Владивосток 220 кВ	201	200	ВН
16	21	Владивосток 220 кВ – Зеленый угол 220 кВ	124	123	ВН
24	27	Зеленый угол 110 – Горностай 110 кВ	334	334	ВН
27	30	Горностай 110 кВ – 1	385	386	ВН
30	31 1	Океан 110 кВ	12	12	ВН
30	31 1	Океан 110 кВ	12	12	ВН
30	34 1	Мираевка 110 кВ	404	405	ВН
34	37	АТЭЦ 110 кВ – Мираевка 110 кВ	444	444	ВН
37	41	АТЭЦ 110 кВ – Уссурийск 110 кВ	117	119	ВН
1	4 3	АТЭЦ 220 кВ – Береговая 220 кВ	104	111	ВН
5	4 9	АТЭЦ 110 кВ – Черепаха 110 кВ	161	160	ВН
5	4 9	АТЭЦ 110 кВ – Черепаха 110 кВ	161	160	ВН

Напряжения

Номер	Название	U_ном	V	dV
5	АТЭЦ 110 кВ	110	116,8	6,16
7	АТЭЦ ГЗ	10	11,55	10
8	АТЭЦ Г4	10	11,13	6,01
37	Уссурийск 110 кВ	110	115,8	5,29
38	Уссурийск Н1	110	119,1	8,29
39	Уссурийск Н2	110	119,1	8,29
40	Уссурийск 35 кВ	35	37,86	8,17
41	Уссурийск 6 кВ НН1	6	6,74	6,96
42	Уссурийск 6 кВ НН2	6	6,74	6,96
43	Черепаха 110 кВ	110	116,8	6,16

				ВКР 14.062.130302.СХ			
Имя	Линия	Удобнее	Полная	Время	Анализ нормального и аварийного режима существующей электрической сети		
Рисован	Корректировка	С.С.	С.С.		Линия	Масштаб	Масштаб
Рисован	Корректировка	С.С.	С.С.		Линия	Масштаб	Масштаб
Т. Ким	Кимов А.И.				АНГУ		
Корректировка	Савина Н.В.				Кафедра энергетике		

Провод АС-240/32
Высокочастотный заградитель ВЗ-200-0,591
Разъединитель РД-110
Разъединитель РД-110
Разъединитель РД-110
Трансформатор напряжения ЭНТ-А-110
Трансформатор тока ТРГ-110
Выключатель ВГТ-110-УХЛ1
Разъединитель РД-110
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110
Трансформатор ТД-40000/110



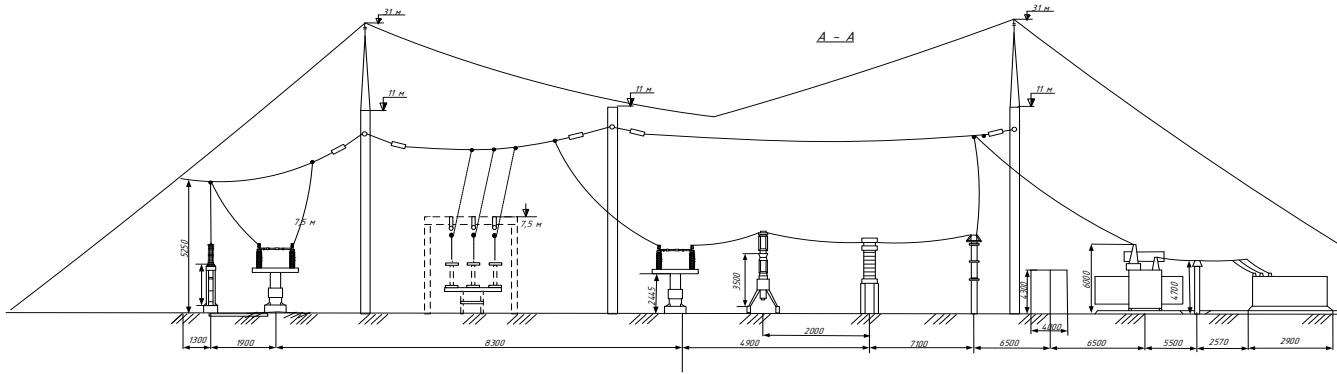
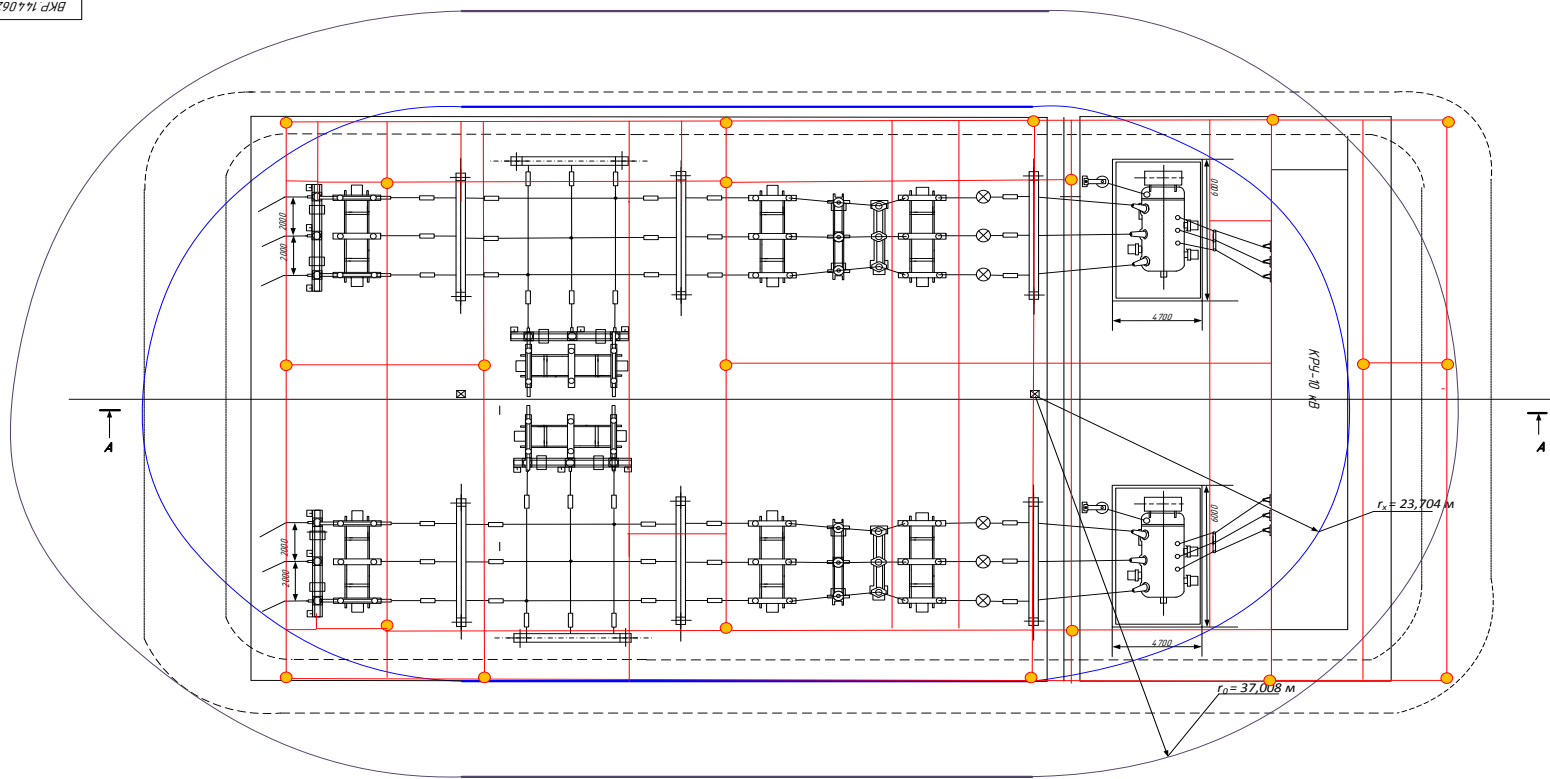
№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	2	4	6	8	10	12	14
Назначение	ТН 1	ТН 1	Т1	КЛ1	КЛ3	КЛ5	КЛ7	Параллельно	КЛ2	КЛ4	КЛ6	КЛ8	Т1	ТН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	НАЛМ-СЭЩ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	НАЛМ-СЭЩ-10
Выключатель		ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	ЛФЗ (пруж. пруж.)	
Трансформатор СН		ТЛС-63/10												ТЛС-63/10	
Предохранитель, ОПН	ПКТ-101, ОПН-П-10														ПКТ-101, ОПН-П-10

ВКР 14.062.130302.СХ				Листов	Масштаб	Масштаб
Имя Лист	ИМЯлист	Подпись	Дата	1		
Рисовал	Рисовал А.1					
Проверил	Проверил А.1					
Разработчик				Лист 5	Листов 7	
Т. Конев						
Назначение	Курсов А.П.					
Имя	Сивина И.В.					

Полная однолинейная схема
ПС 110/10 «Черепанка»

Информация о проекте: курсовый проект по дисциплине «Электрические станции»

АИГУ
Кафедра энергетики

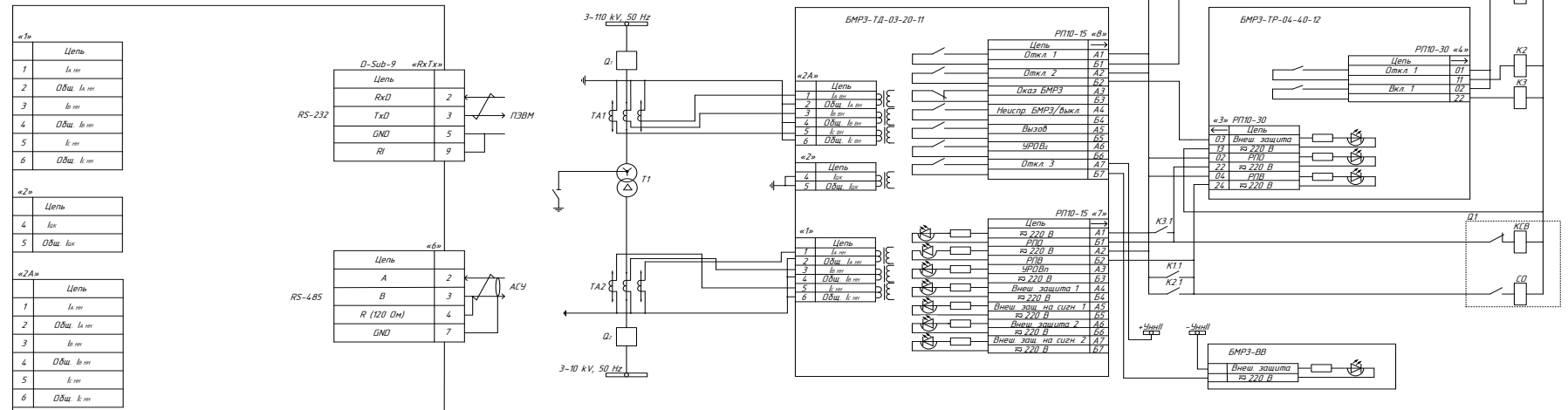


Условные обозначения:

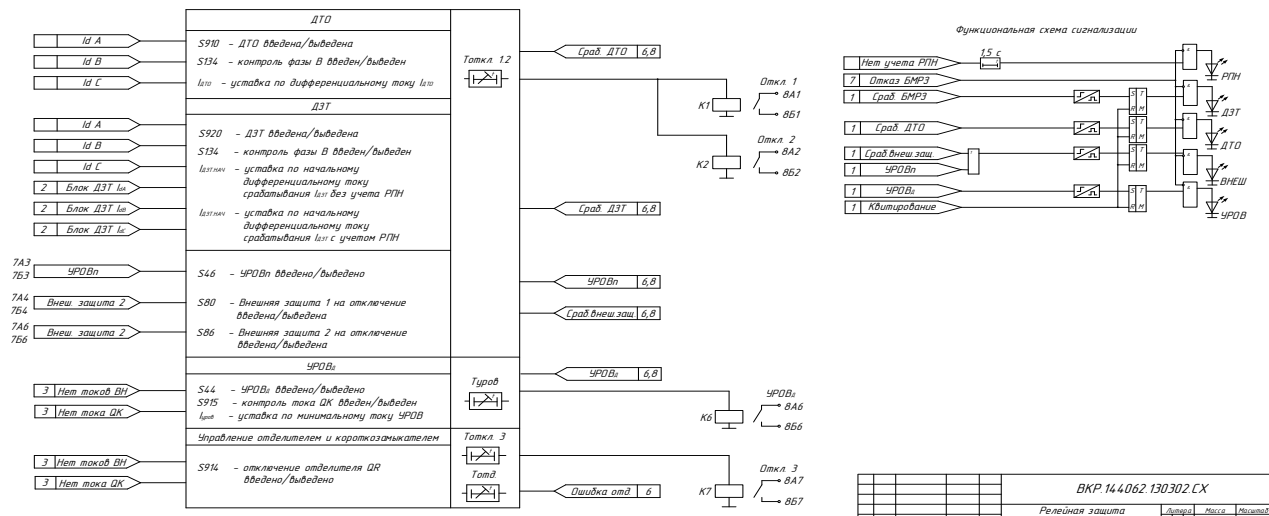
- Электроды
- Горизонтальные прутки
- Зона защиты на уровне земли
- Зона защиты на уровне портала
- ☒ Молниезащит

				ВКР 14.062.130302.СХ		
Имя	Долг	М.П.	Дата	Литера	Масса	Масштаб
Литера	а					
Масса						
Масштаб						
План подстанции «Черепаша» 110/10 кВ				Лист 6 из 7 Листов 7		
Руководитель проекта: <i>Иванов И.И.</i> Проектировщик: <i>Петров П.П.</i> Инженер: <i>Сидоров С.С.</i>				АИГ У Кафедра энергетики		

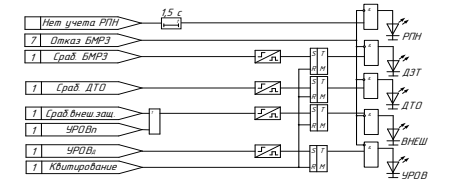
Схема электрическая подключения БМРЗ-ТД-03-20-11



Формирование сигналов управления выключателем (отключении) и УРОВ блока БМРЗ-ТД-03-20-11



Функциональная схема сигнализации



ВКР 144062 130302 СХ					
Релейная защита трансформатора 110/10 на базе блока БМРЗ-ТД-03-20-11 и БМРЗ-ТР-04-40-12					
Лист	Всего	Листов	Листов	Листов	Листов
1	1	1	1	1	1
Инженер-проектировщик: А.И. Сидоров					Лист 7 из 7
Проверил: А.И. Сидоров					АМГУ
Исполнитель: А.И. Сидоров					Кафедра Энергетики
Специалист: А.И. Сидоров					

