

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Магистерская программа «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование развития электрических сетей напряжением 110 кВ
в Еврейской автономной области

Исполнитель

магистрант группы 442ом _____ Н.Ю. Жорова
(подпись, дата)

Руководитель

профессор, канд. техн. наук _____ Ю.В. Мясоедов
(подпись, дата)

Руководитель магистер-
ской программы

профессор, д-р техн. наук _____ Н.В. Савина
(подпись, дата)

Нормоконтроль

_____ А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Рецензент

(подпись, дата)

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 93 с., 46 формул, 17 рисунков, 26 таблиц, 31 источник.

ПИТАЮЩАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ, АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЕ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ.

Цель магистерской диссертации – исследование работы сети 110 кВ электрических сетей ЕАО и проектирование схемы ее развития.

Проведен анализ работы кольцевой питающей сети 110 кВ. Проанализированы электрические нагрузки подстанций кольцевой питающей сети 110 кВ за период 2010-2015гг. Разработаны варианты схем развития электрической сети 110 кВ. Произведен выбор количества, мощности и типов трансформаторов на вновь проектируемой подстанции 110 кВ «ЧТФ» и всего электрооборудования в соответствии с современными требованиями. После проведения анализа просчитанных режимов работы обоих вариантов, выбран рациональный и отвечающий требованиям надежности и обеспечения качественной электроэнергией, вариант развития сети 110 кВ.

Был проведен расчет капитальных вложений по укрупненным показателям, связанных с вводом в работу новой подстанции 110/35/6 кВ «ЧТФ», строительством новой ВЛ 110 кВ, и замены трансформаторов на ПС «БВС» и «Ленинск».

В разделе безопасность и экологичность рассмотрены вопросы воздействия электроэнергетических объектов на жизнедеятельность людей, проживающих в рассматриваемых районах автономии.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей диссертации применяют следующие термины с соответствующими определениями:

- ЛЭП – линия электропередач;
- ВЛ – воздушная линия электропередачи;
- ГЭН – график электрических нагрузок;
- ЭМП – электромагнитное поле;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КЛ – кабельная линия электропередачи;
- ПС – подстанция;
- РУ – распределительное устройство;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- КРУ – комплектное распределительное устройство малогабаритное;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- ПБВ – переключатель без возбуждения;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ПТЭ – правила технической эксплуатации;
- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- КЗ – короткое замыкание;
- ОПУ – оперативный пункт управления;
- ТКЗ – ток короткого замыкания;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный.

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей магистерской диссертации использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования

Правила устройств электроустановок. Шестое и седьмое издание.

РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок 2014г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика объекта исследования	10
1.1 Актуальность темы исследования	10
1.2 Климато - географическая характеристика района исследования	11
1.3 Анализ существующей электрической сети 110 кВ	14
1.3.1 Анализ оборудования подстанций 110 кВ	14
1.3.2 Анализ состояния участков ВЛ кольцевой сети 110 кВ	17
1.4 Анализ электрических нагрузок сети 110 кВ, с учетом потребителей, заявленных на технологическое присоединение в 2016 году и включения ПС «ЧТФ»	19
1.5 Анализ необходимости проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности на ПС «ЧТФ»	20
2 Разработка концепции развития электрической сети 110 кВ ЕАО	22
2.1 Разработка вариантов схем электрической сети 110 кВ с переводом ПС 35 кВ «ЧТФ» на напряжение 110 кВ	22
2.2 Разработка схемы подключения ПС 110 кВ «ЧТФ» к энергосистеме и анализ ее надежности	24
2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС 110 кВ «ЧТФ»	26
2.4 Анализ необходимости перевооружения подстанций существующей сети 110 кВ	27
2.5 Моделирование разработанных вариантов схем в программно-вычислительном комплексе RastrWin3. Расчет и анализ электрических режимов работы сети 110 кВ	28
2.6 Разработка однолинейной схемы проектируемой ПС 110/35/6 кВ «ЧТФ»	39
2.7 Расчет токов короткого замыкания	40

2.8	Выбор электрооборудования на ПС 110/35/6 кВ «ЧТФ»	51
2.8.1	Выбор и проверка выключателей	51
2.8.2	Выбор и проверка разъединителей	54
2.8.3	Выбор КРУ	54
2.8.4	Выбор трансформаторов тока	57
2.8.5	Выбор трансформатора напряжения	62
2.8.6	Выбор изоляторов	65
2.8.7	Выбор ограничителей перенапряжения	67
2.8.8	Выбор мощности трансформатора собственных нужд	68
2.9	Концепция автоматического диспетчерского управления ПС «ЧТФ». Телемеханика, средства связи и учет электроэнергии	69
2.10	Анализ необходимости проведения мероприятий по реконструкции существующей сети 110 кВ, связанных с включением в сеть ПС «ЧТФ»	72
2.10.1	Определение требуемого сечения провода проектируемых ВЛ 110 кВ	73
3	Анализ необходимых капитальных вложений по укрупненным показателям	76
4	Разработка концепции безопасности производства работ на ПС 110 кВ. Экологичность проекта и ЧС	79
	Заключение	89
	Библиографический список	91

ВВЕДЕНИЕ

В условиях быстрых темпов развития научно-технической революции, на сегодняшний день наблюдается рост электропотребления не только промышленных предприятий, но и коммунально-бытовых потребителей. В настоящее время Еврейская автономная область находится в стадии экономического подъема и роста энергопотребления. На территории автономии открываются новые промышленные объекты, так мощным потребителем стал Кимкано-Сутарский горно-обогатительный комбинат, который на сегодняшний день еще не освоил всю свою заявленную мощность в полном объеме, увеличивает объемы производства и уже известный Биробиджанский завод силовых трансформаторов. Заявки на технологическое присоединение уже подали такие объекты как лесоперерабатывающий комплекс в с. Ленинское и др., мощными темпами развивается также коммунально-бытовое строительство.

Научно-технический прогресс существенно увеличил масштабы потребления электрической энергии в городах, в связи с появлением в жилищно-коммунальном хозяйстве новых потребителей электрической энергии (компьютеров, кондиционеров, различной бытовой техники новейших разработок и т.д.), также существенно выросли, по сравнению с предыдущими десятилетиями. Поэтому все актуальнее становится вопрос о перевооружении и модернизации существующей питающей сети, чтобы сделать возможным подключение новых потребителей электрической энергии, а также для увеличения надежности всех потребителей.

Все чаще сетевые организации сталкиваются с дефицитом свободной мощности не только на отдельных ТП 10(6)/0,4 кВ, но и на подстанциях 35 кВ и выше. Проблема так называемых «закрытых центров питания» как следствие ведет за собой накопление определенного объема обязательств электросетевых компаний по договорам на технологическое присоединение, что в свою очередь, в соответствии с законодательством Российской

Федерации чревато определенными штрафами. Целью данной работы является анализ работы сети 110 кВ в Еврейской автономной области и разработка возможных вариантов ее развития с целью увеличения пропускной способности сети и объема присоединенной мощности, что позволит решить вопрос о присоединении новых потребителей и обеспечении их надежного и качественного электроснабжения без ущерба для уже имеющихся потребителей.

Новейшие разработки в области электроэнергетики, не только в области электрооборудования сетей, станций и подстанций, но и в области программного-вычислительного обеспечения и информационных технологий, позволяют на сегодняшний день существенно улучшить режимные и эксплуатационные параметры сети, а также проанализировать смоделированные варианты развития систем электроснабжения и оценить возможность применения их на практике. В данной работе будем использовать программно-вычислительный комплекс RastrWin3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Актуальность темы исследования

В связи с существенным ростом, за последние годы, электрических нагрузок, все чаще электросетевые организации сталкиваются с вопросом повышения пропускной способности отдельных участков ЛЭП и присоединенной мощности центров питания, особенно это характерно для городских электрических сетей, где наблюдается особый рост нагрузки на электрическую сеть.

Требуется рассмотрение не только замены отдельных участков электрических сетей и оборудования на подстанциях, но и применение особого инженерного подхода, к решению задач связанных с расширением возможностей электрической сети. Принятие рационального технического решения позволит не только решить проблему перевооружения сетей, обеспечить гарантируемое технологическое присоединение новых потребителей, но и существенно улучшит надежность электроснабжения как новых, так и имеющихся потребителей, поэтому выбор данной темы для выполнении магистерской диссертации представляет большой интерес.

За последние годы в электрических сетях ЕАО производились мероприятия по замене устаревшего оборудования и линий электропередач с большим сроком эксплуатации, тем не менее, большинство электрооборудования и линий еще нуждается в замене.

Особенно в последние годы обострилась необходимость восстановления изношенного оборудования, замена морально устаревшего более современным, с высокими показателями надежности.

Таким образом, проблемы реконструкции и технического перевооружения электрических сетей приобретают с каждым годом все большую актуальность и не должны отодвигаться на второй план. Настоящая работа предусматривает анализ работы электрической сети 110 кВ, рассмотрение модернизации кольцевой питающей сети 110 кВ с включением

в нее дополнительной подстанции. Основной задачей работы является исследование возможных вариантов повышения мощности существующей подстанции 35/6 кВ «ЧТФ». Перевод ее на напряжение 110 кВ с включением в «кольцо» 110 кВ, а также повышение надежности системы электроснабжения путем замены устаревшего оборудования и обеспечение возможности подключения новых потребителей.

Экономичность электроснабжения достигается путем разработки совершенных систем распределения электроэнергии, разработки оптимизации системы электроснабжения. На экономичность влияет выбор рациональной схемы электроснабжения, оптимальных значений сечений проводов и кабелей, числа и мощности трансформаторов, средств компенсации реактивной мощности и их размещение в сети.

Реализация этих требований позволит обеспечить: снижение затрат при сооружении и эксплуатации всех элементов системы электроснабжения, более качественное электроснабжение потребителей электроэнергии.

1.2 Климато-географическая характеристика района исследования

По размерам Еврейская автономная область (общая площадь 36,3 тысячи квадратных километров) занимает третье место среди автономных образований России. Столицей является город Биробиджан. Область поделена на шесть муниципальных районов: г.Биробиджан, Биробиджанский район, Октябрьский район, Ленинский район, Облученский район, Смидовичский район.

Географическое положение весьма благоприятное, Амурская водная транспортная артерия связывает ее южные районы не только с ближайшими городами: Благовещенском и Хабаровском, но и обеспечивает выход к морям Тихого океана. Положительное влияние на экономическое развитие области оказывает близость Хабаровска – крупнейшего промышленного и транспортного узла Дальнего Востока.

Область имеет богатые природные ресурсы, достаточно высокий уровень развития производства и транспорта, свободные площади для создания новых предприятий, активно развивает внешнеэкономические и культурные связи со странами АТР, Израилем и др.

По территории области проходит Транссибирская железнодорожная магистраль, ответвления от которой обеспечивают связь с различными населенными пунктами области и Хабаровского края (Советская гавань, Комсомольск-на-Амуре и др.). На сегодняшний день закончено строительство федеральной трассы Чита-Хабаровск и автомобильного моста через Амур, что также дает дополнительный импульс для развития области.

Область богата плодородными почвами, разнообразными полезными ископаемыми, по области протекает три крупные реки: Амур, Бира, Биджан и их притоки. Общая протяженность речной сети составляет 8231 км. Ее густота в горной и предгорной местностях – 0,7-0,8 км/км², в низменной и болотистой Восточной части области – 0,1-0,3 км/км². Все реки области тяготеют к бассейну Амура – величайшей реки Евразии, большой дугой на протяжении 584 км окаймляющей область с юго-запада, юга и юго-востока.

Территория области представлена как равнинным так и гористым рельефом. Примерно половину территории, в особенности южную ее часть занимают горные области, другая часть территории, восточные ее районы представлена западной окраиной Среднеамурской равнины. Переходную полосу от горного района к равнинному занимает мелкосопочник. Наиболее типичный мелкосопочник представлен Ушумунскими горами, являющимися южным продолжением хребта Шуши-Поктой. По южным и восточным равнинам области рассеяны изолированные одиночные горы: Кульдур, Большие Чурки, Даур, Биджанские остряки и сопки-останцы: Волочаевская и Петровские.

Территория ЕАО содержит месторождения и рудопроявление многих полезных ископаемых. По насыщенности ими и концентрации полезных компонентов это одна из богатейших территорий Российской Федерации.

Климат области повсюду умеренный муссонный. Зима холодная, но солнечная, среднегодовое количество осадков распределяются в разных районах области неравномерно, на зимний период года приходится 20-25 % осадков. Сильные морозы возникают от проникновения далеко на юг арктических воздушных масс. Средняя температура воздуха $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$ минимальная температура в это время года достигает $-42\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ветер от 1 до 15 м/с.

Лето теплое и влажное, усиление циклонической деятельности и распространение над сушей морских умеренных и тропических воздушных масс и приводит к резкому увеличению осадков в летний период (с марта по сентябрь выпадает примерно 70-75 % годового количества осадков). Средняя температура летом- $+24\text{ }^{\circ}\text{C}$, $+26\text{ }^{\circ}\text{C}$ максимальная $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $+36\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Коэффициент увлажнения в области повсюду выше единицы, поэтому территория избыточно влажная. В общем, в течение года выпадает около 450-500 мм осадков.

Таблица 1 – Справочные данные

Наименование	Значение
Сейсмичность площадки, баллы по шкале MSK-64	8
Число грозных часов в году, час	40-60
Степень загрязненности атмосферы (1.9.28-1.9.43 ПУЭ)	II
Толщина стенки гололеда, мм	20
Скорость ветра при наличии гололеда, м/с	15
Скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с	29
Район по ветровому давлению	III
Высота площадки над уровнем моря, м	До 1000 м

При проектировании будем использовать справочные данные по климатическим условиям, приведенные в таблице 1.

Население области – 168,4 тысячи человек (по данным всероссийской переписи населения 2015г.). Реконструируемый участок электрической сети

находится в трех районах автономии: г.Биробиджан, Биробиджанский район, Ленинский район. Примерно 30 % населения которых, заняты на промышленных предприятиях оснащенных современным оборудованием.

На территории Биробиджана двадцать промышленных предприятий, среди которых: «Биробиджанская ТЭЦ», «Биробиджанский завод силовых трансформаторов», АО «Биробиджанобувь», чулочно-носочная фабрика «Виктория», мебельная фабрика, ОАО «Завод ж/б изделий», фабрика верхнего трикотажа «Диамант», ООО «Бипико сыр», мясокомбинат «Бридер» и другие. Крупными потребителями реконструируемого участка сети также являются свиноводческий комплекс в с.Бабстово (Ленинский район), деревообрабатывающий цех в с.Калинино (Ленинский район), кирпичный завод в с.Биджан, лесоперерабатывающий комплекс ООО «Амурлес» и др.

1.3 Анализ существующей электрической сети 110 кВ

Предприятием, осуществляющим электроснабжение области, является филиал АО «ДРСК» - «Электрические сети ЕАО». На балансе филиала находится 9 ПС 110/35/10(6) кВ, 41 ПС 35/10(6) кВ и 1369 ТП 10(6)/0,4 кВ.

На сегодняшний день существуют несколько центров питания 35 кВ в системе электроснабжения ЕАО, которые являются «закрытыми» для технического присоединения, т.е. полностью загруженными.

Однолинейная электрическая схема сети 110 кВ и участка сети 35 кВ с ПС «ЧТФ», представлена на рисунке 1.

1.3.1 Анализ оборудования подстанций 110 кВ

ПС 35/6 кВ «ЧТФ», питает центральную часть города Биробиджана. Именно эту подстанцию и будем рассматривать для перевода на напряжение 110 кВ, с заменой трансформаторов на большую мощность и ввода ее в кольцо 110 кВ, она находится в непосредственной близости к ПС 110 кВ «БВС». ПС 35/6 кВ «ЧТФ» начала свою работу в 1980 году и обеспечивает электроснабжение непосредственно чулочно-трикотажной фабрики «Виктория», а также центральной части г.Биробиджана. На подстанции

установлено два трансформатора ТДН 10,0 МВА каждый, устройства РПН на трансформаторах на сегодняшний день находятся в неисправном состоянии, что делает невозможным регулирование напряжения в сети 6 кВ непосредственно на подстанции. Схема подстанции выполнена по принципу блок линия-трансформатор, с секционированием выключателем по стороне 6 кВ. Выключатели в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ масляные, типа ВМПЭ. Подстанция имеет электрическую связь с ПС 110/35/10(6) кВ «БВС» по средствам ВЛ 35 кВ (рисунок 1) БВС-ЧТФ, которая построена в габарите 110 кВ.

Основной подстанцией, питающей Ленинский район ЕАО, является ПС 110/35/10 кВ «Ленинск». Схема соединения – мостик с секционированием и ремонтной перемычкой со стороны линий. Подстанция введена в эксплуатацию в 1976 году. В 2014 году на подстанции была проведена реконструкция, в результате которой была произведена замена трансформатора 6,3 МВА на мощность 25 МВА и выключателей на вакуумные. Второй трансформатор марки ТДТН 10000/110 с коммутационными аппаратами в виде масляных выключателей. В перспективе, планируется также заменить и второй трансформатор на мощность 25 МВА. Устройства РПН на обоих трансформаторах в исправном состоянии, кроме того они оснащены блоком автоматического регулирования (БАР), что позволяет автоматически, без помощи персонала держать уровень напряжения в заданных пределах.

Подстанция 110/35/10 кВ «КРС» осуществляет электроснабжение Биробиджанского района ЕАО. Год ввода в эксплуатацию 1976. ОРУ 110 кВ представлено двумя системами шин с секционированием и ремонтной перемычкой в цепях линий. На подстанции установлено два трансформатора 10,0 и 6,3 МВА, соответственно, марки ТДТН (устройства РПН в исправном состоянии). Выключатели масляные, типа ВМПЭ.

Подстанция 110/35/10/6 кВ «БВС» является центром питания для части областного центра ЕАО – г. Биробиджана. ОРУ 110 кВ имеет две рабочие и

одну обходную систему шин. Подстанция введена в эксплуатацию в 1991 году.

На подстанции установлено два трансформатора ТДТН 10000/110, ТДТН 16000/110 и один трансформатор 35/6 кВ марки ТД, получающий питание от ОРУ 35 кВ. Все выключатели также масляные. Устройства РПН трансформаторов 110 кВ также оснащены блоком автоматического регулирования.

ПС 110/35/10 кВ «Дежнево» и «Биджан» являются однотипными, питают Ленинский район ЕАО. Схема соединения – мостик с секционированием и ремонтной перемычкой со стороны линий. Оба трансформатора оснащены устройством РПН. В цепях трансформаторов по стороне 110 кВ используются короткозамыкатели, за исключением второго трансформатора на ПС «Биджан». Отличием схемы ПС «Биджан» является то, что на данной подстанции обмотки 35 кВ обоих трансформаторов закорочены и не используются. Подстанции введены в работу в 1977 г., характер нагрузки – сельские потребители.

ПС 110/35/10 кВ «Унгун» также питает Ленинский район, выполнена по не типовой схеме, с одним трехобмоточным и одним двухобмоточным трансформатором. В цепях линий 110 кВ имеется ремонтная перемычка, трансформатор ТМТ 6300/110/35/10 кВ по высокой стороне защищается короткозамыкателем. Второй трансформатор ТМН 4000/35/10 кВ защищен выключателями. Подстанция введена в работу в 1977 г., характер нагрузки – сельские потребители.

ПС «СК» выполнена по типовой схеме мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Подстанция строилась специально для нужд проектируемой ТЭЦ-2 в г.Биробиджане, поэтому на ней установлены два трансформатора марки ТДТН-25000/110/35/6 с номинальной мощностью обмоток СН и НН 8250 и 16750 кВА, соответственно, т.е. основное распределение нагрузки должно приходиться на сторону НН, а сторону СН можно загрузить лишь на 33 % от

номинальной мощности трансформатора. Однако в годы перестройки строительство пришло в упадок, поэтому подстанция питает только часть коммунально-бытовых потребителей города. Подстанции введены в работу в 1991 г.

1.3.2 Анализ состояния участков ВЛ кольцевой сети 110 кВ

Участки ЛЭП соединяющие рассматриваемые подстанции представлены в воздушном исполнении. Трассы ВЛ 110 кВ «БВС-КРС» и «КРС-Ленинск» отличаются большой протяженностью и проходят местами по сложной рельефной местности с переходами через реки.

ВЛ 110 кВ «БВС-КРС» имеет протяженность 43,3 км провод сечением 185 мм² марки АС, выполнена в двухцепном исполнении, оснащенные грозотросом марки АС-50, основной тип опор ПБ 110-5, УБ-110-7, У110-1.

ВЛ 110 кВ «КРС-Ленинск» имеет протяженность 66,7 км провод сечением 120 мм² марки АС, имеет одноцепное исполнение, оснащена грозотросом марки АС-50, основной тип опор основной тип опор ПБ 110-5, УБ-110-7, У110-1.

На всех перечисленных подстанциях имеются потребители первой, второй и третьей категорий по надежности электроснабжения.

Согласно ПУЭ п. 1.2.19 электроприемники 1 категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Согласно ПУЭ п.1.2.20 электроприемники 2 категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания, при нарушении электроснабжения от одного из них, допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания.

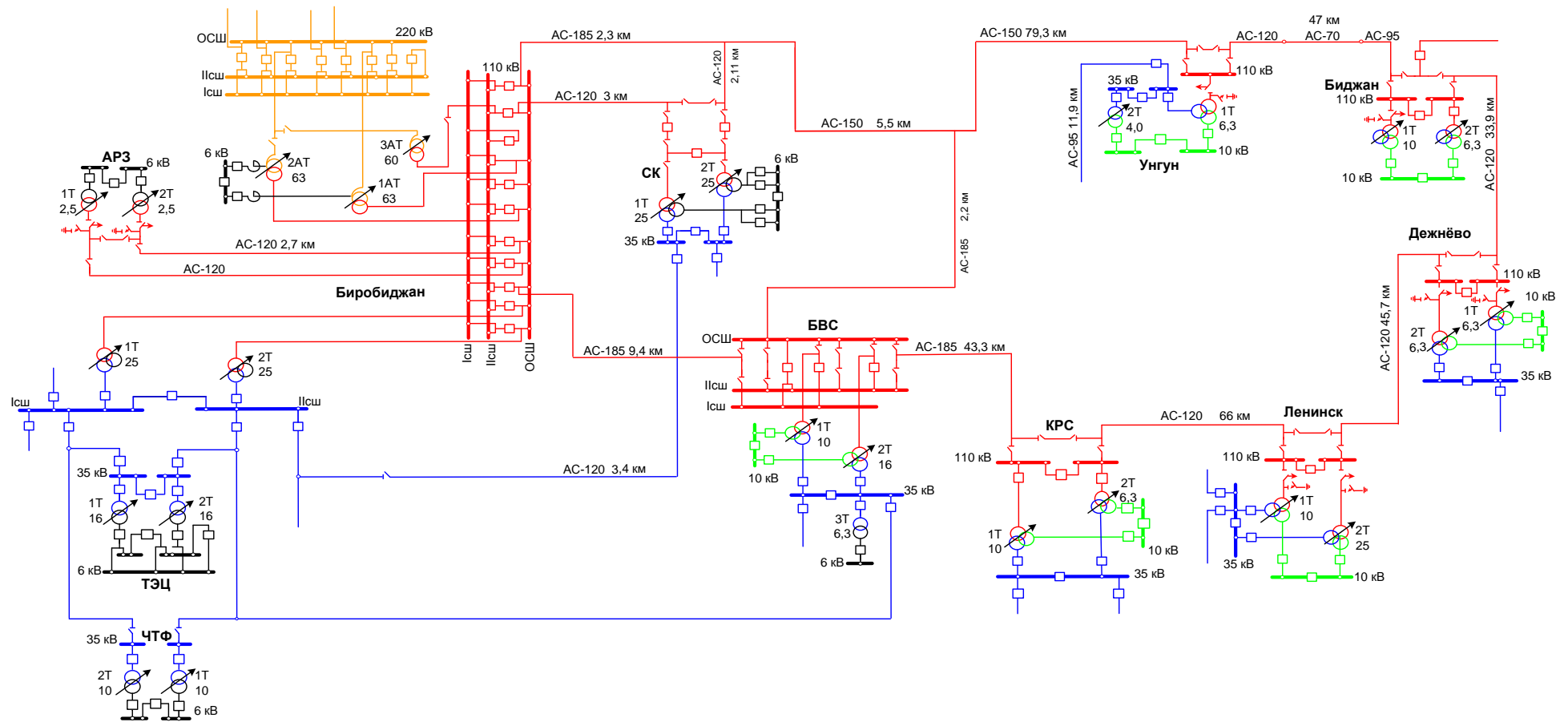


Рисунок 1 – Существующая однолинейная электрическая схема кольцевой сети 110 кВ ЕАО и участка сети 35 кВ с ПС 35/6 кВ «ТЭЦ» и «ЧТФ».

Согласно ПУЭ п.1.2.21 для электроприемников 3 категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания, при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышает 1 суток.

1.4 Анализ электрических нагрузок сети 110 кВ, с учетом потребителей, заявленных на технологическое присоединение в 2016 году и включения ПС «ЧТФ»

Первым и очень ответственным этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования. Ошибка в определении расчетных электрических нагрузок может принести значительный ущерб народному хозяйству.

В настоящее время, даже в условиях кризисной ситуации в стране, продолжает развиваться промышленность в регионах. Для энергосистемы это сказывается в виде увеличения потребления электроэнергии.

Для оценки электрических нагрузок сети 110 кВ, а также, отдельно, ПС 35/6 кВ «ЧТФ» были проанализированы данные контрольного замера фактического потокораспределения в сети, проводимые в зимний и летний максимумы нагрузок в соответствии с пунктом 28 «Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004г. № 854. При проведении анализа используем данные зимнего и летнего контрольных замеров 2010г. и 2015г.

Данные нагрузок всех ПС 110 кВ и ПС 35 кВ «ЧТФ» в час дневного максимума нагрузок (приходится на 10 часов утра), представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Данные электрических нагрузок

Наименование ПС	Установленная мощность ПС, кВА	Контр.замер зима 2010г., кВА	Контр.замер зима 2015г., кВА	Контр.замер лето 2010г., Ква	Контр.замер лето 2015г., кВА	Заявленная мощность, кВА	Общая максимальная мощность ПС, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
СК	25	1,88	2,05	1,06	1,45	0,35	2,4
Унгун	6,3	1,03	1,05	0,34	0,5	-	1,05
Биджан	6,3	1,61	1,72	0,44	0,65	-	1,72
Дежнево	6,3	1,09	1,41	0,65	0,71	-	1,41
Ленинск	10	8,81	9,54	4,12	5,53	9,0	18,54
КРС	10	1,35	1,4	1,02	1,05	-	1,4
БВС	10	8,17	11,82	5,79	8,45	2,35	14,7
АРЗ	2,5	0,2	0,22	0,25	0,31	-	0,31
Благословенное	6,3	3,2	4,11	1,85	2,4	-	4,11
ЧТФ	10	9,94	10,75	7,96	9,55	2,44	13,2

Таким образом, по данным контрольного замера, видно, что основная нагрузка сети 110 кВ приходится на участок сети «БВС-Ленинск». Также, перегруженной является ПС 35/6 кВ «ЧТФ».

Из анализа, можно сделать вывод о необходимости замены второго трансформатора на ПС «Ленинск» на мощность 25 МВА и замены второго трансформатора ПС «БВС» на мощность 16 МВА.

1.5 Анализ необходимости проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности на ПС «ЧТФ»

Перед выбором мощности и марки трансформаторов на ПС ЧТФ, решим вопрос о компенсации реактивной мощности, определив величину экономически целесообразного коэффициента мощности. Основными потребителями реактивной мощности на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели (около 70 %), силовые трансформаторы (около 20 %), выпрямительные устройства, сварка и другие потребители

(около 10 %). Основное назначение компенсации реактивной мощности заключается в уменьшении потерь, регулировании напряжения и обеспечении баланса по реактивной мощности [7].

Согласно Приказу № 380 Минэнерго России от 23.06.2015г. «О порядке расчета значения соотношения потребляемой активной и реактивной мощности, для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», максимальное значение коэффициента реактивной мощности в сети 1-20 кВ устанавливается не выше 0,4 [2].

Реактивная мощность определяется (кВАр):

$$Q_P = P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_p}{P_p} \quad (2)$$

Имея данные контрольного замера по ПС «ЧТФ» за день зимнего максимума нагрузки 21.12.2015г., рассчитаем реальный коэффициент мощности, используя параметры часа суток с максимальной нагрузкой суммарно по обеим секциям шин подстанции:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{4611,2}{13200} = 0,35$$

Оптимальный или экономически целесообразный коэффициент мощности $\operatorname{tg} \varphi_{opt}$, для сети напряжения 6 кВ составляет 0,35.

Таким образом, получаем, что реальный коэффициент $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,4$ поэтому компенсация реактивной мощности на ПС «ЧТФ» не требуется.

2 РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 кВ ЕАО

2.1 Разработка вариантов схем электрической сети 110 кВ с переводом ПС 35 кВ «ЧТФ» на напряжение 110 кВ

В качестве возможных вариантов сети принимаются варианты, приводящие к улучшению каких либо параметров сети (увеличение устойчивости, повышение напряжения и т.п.). При этом варианты должны быть экономически выгодными, простыми в реализации.

В данном случае возникает вопрос о реконструкции электрической сети в районе вводимой в кольцо 110 кВ ПС «ЧТФ» и ее связи с ПС 110/35/10/6 кВ «БВС», так как в настоящее время ПС «ЧТФ» включена в сеть по уровню высшего напряжения 35 кВ. В соответствии с географическим положением, вводимая в кольцо ПС ЧТФ будет получать питание от ПС 220/110/35/6 кВ «Биробиджан» с одной стороны и от ПС 110/35/10 кВ «БВС», с другой, как показано на рисунках 2 и 3.

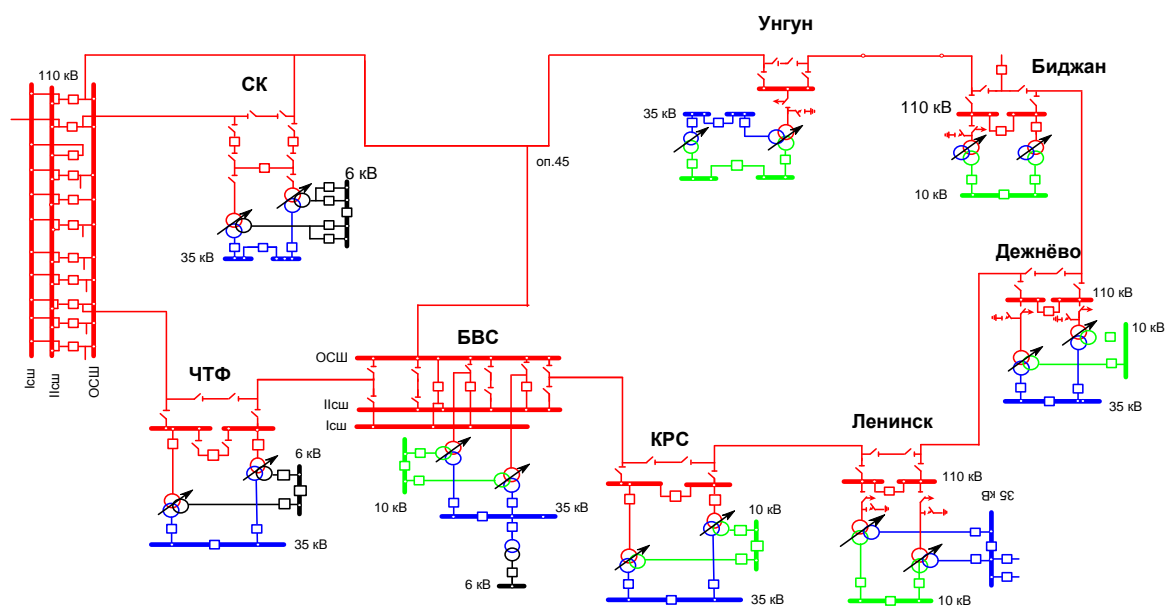


Рисунок 2 – Схема развития электрической сети 110 кВ. Вариант 1

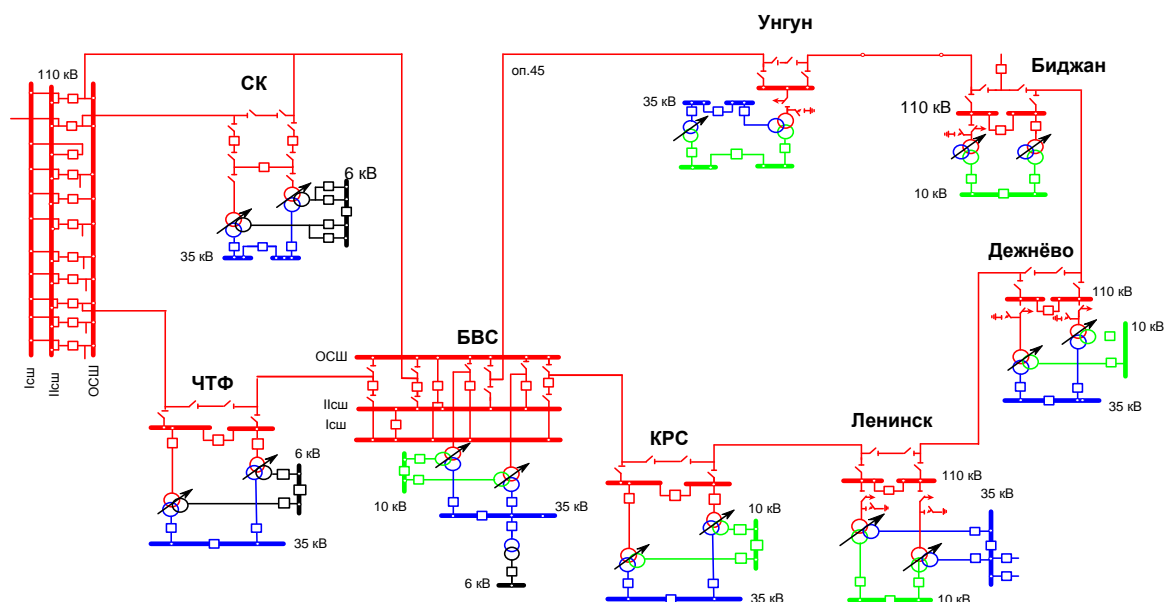


Рисунок 3 – Схема развития электрической сети 110 кВ. Вариант 2

Схема сети первого варианта (Рисунок 2) представляет собой существующую на сегодняшний день схему кольца 110 кВ, но с включением вновь строящейся ПС 110 кВ «ЧТФ». Такой вариант, еще больше перегрузит кольцевую сеть на участке, теперь уже «ЧТФ-Ленинск», что в свою очередь может ухудшить показатели качества электроэнергии отпускаемой потребителям данного участка (по допустимому отклонению напряжения), особенно в аварийном (ремонтном) режиме, при отключении (выводе в ремонт) линии «Биробиджан-ЧТФ».

Учитывая вышесказанное, целесообразнее рассмотреть подробнее второй вариант схемы кольцевой сети 110 кВ. Представленный вариант развития сети предполагает режим двойного кольца, такой вариант повысит надежность системы, а также обеспечит требуемые показатели качества электроэнергии не только в нормальном режиме работы, но и при проведении плановых ремонтных или аварийно-восстановительных работ.

Однако, для того чтобы в полной мере проанализировать эти варианты, необходимо провести расчеты режимов каждого варианта сети и оценить параметры работы схемы не только в нормальном режиме, но при

возникновении аварийных режимов либо проведения ремонтных работ. Расчет режимов будет произведен далее в программном комплексе RastrWin3.

2.2 Разработка схемы подключения ПС 110 кВ «ЧТФ» к энергосистеме и анализ ее надежности

Основной схемой всякой электроустановки является ее однолинейная схема, используемая при выборе ее электрооборудования и разработки конструкций распределительных устройств. Однолинейная схема необходима и для разработки схем релейной защиты, управления, сигнализации и автоматики. При разработке и выполнении однолинейной схемы подстанции необходимо учитывать ряд факторов, таких как режим ее работы, характер потребителей электроэнергии и их расположение и др.

Схема РУ 110 кВ выбирается с учетом схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития, количества присоединяемых ВЛ и трансформаторов, необходимости секционирования и установки компенсирующих устройств, природно-климатических условий и других факторов.

Рассматриваемая ПС «ЧТФ» находится на территории г. Биробиджана, питает центральную часть города, имея потребителей всех трех категорий надежности.

Основные требования, предъявляемые к схеме РУ заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, наглядности и простоте, возможности и безопасности обслуживания, выполнения ремонтов, компактности и др.

Отказ любого выключателя, в РУ 35-110 кВ с секционированными сборными шинами, как правило, не должен приводить к отключению более 6 присоединений, в том числе не более 1 трансформатора если при этом не нарушается более одной цепи транзита и электроснабжение особо ответственных электроприемников 1-ой категории.

В качестве схемы электрических соединений включения вновь проектируемой ПС 110 кВ «ЧТФ» к существующей сети 110 кВ, выбираем схему соединения мостиком с секционированием и ремонтной перемычкой в сторону линий, как показано на Рисунке 4.

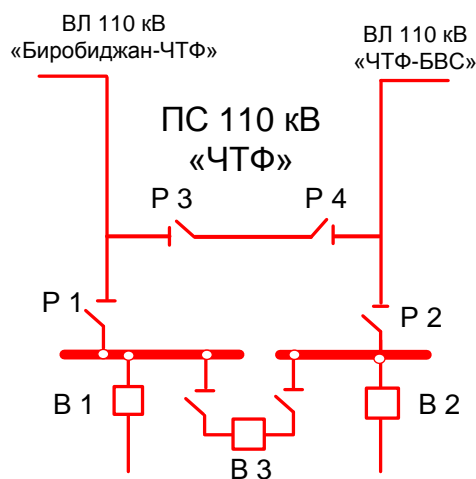


Рисунок 4 – Схема подключения ПС «ЧТФ» к сети 110 кВ.

При обосновании и выборе схемы рассмотрим нормальный и послеаварийный режимы работы.

В нормальном режиме все элементы схемы находятся в работе и ПС обеспечивает передачу всей получаемой мощности в систему (за вычетом расходов на СН) и полное электроснабжение потребителей. Для вывода в ремонт одной из секций шин 110 кВ используют разъединители Р 1, Р 3 или Р 2, Р 4.

Что касается аварийного отключения одной из ВЛ 110 кВ, то на выключателе В 3 срабатывает устройство автоматического ввода резерва и оба трансформатора остаются в работе и питаются от той ВЛ которая остается под напряжением.

Таким образом, выбранная схема в полной мере удовлетворяет требуемой надежности, учитывая, что ПС имеет потребителей первой категории.

2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС 110 кВ «ЧТФ»

Согласно проведенному анализу, максимальная электрическая нагрузка ПС «ЧТФ» с учетом заявленной мощности будет составлять 13,2 МВА. По справочным данным (1) выбираем ближайшую в большую сторону мощность трансформатора – 16 МВА. Нагрузочная способность трансформаторов регламентируется ГОСТ 14209-85, в соответствии с которым допускаются систематические и послеаварийные перегрузки сверх номинального тока. Рассчитаем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

Коэффициент загрузки:

$$K_{\text{загр.}} = \frac{S_p}{N_{\text{ТР}} \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (3)$$

где S_p - полная расчетная мощность ПС, кВА.;

$N_{\text{ТР}}$ - количество трансформаторов, установленных на ПС;

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

$$K_{\text{загр.}} = \frac{13200}{2 \cdot 16000} = 0,4$$

В нормальном режиме коэффициент загрузки трансформатора не должен превышать 0,75. В аварийном режиме не должен превышать 1,05 (длительно) и 1,1 (не более чем на 3,5 часа, при превышении температуры верхних слоев масла над температурой воздуха в момент начала перегрузки).

Осуществим проверку выбранной мощности определив коэффициент загрузки в аварийном режиме:

$$K_{\text{загр.ПА}} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМ}}} \quad (4)$$

$$K_{\text{ЗАГР.ПА}} = \frac{13200}{16000} = 0,8$$

Таким образом для ПС 110/35/6 кВ «ЧТФ» выбираем два трансформатора марки ТДТН-16000/110/35/6 УХЛ1 каждый.

2.4 Анализ необходимости перевооружения подстанций существующей сети 110 кВ

Согласно проведенному анализу, максимальная электрическая нагрузка ПС «БВС» с учетом заявленной мощности будет составлять 14,7 МВА. С начало определим действующий коэффициенты загрузки в аварийном режиме:

$$K_{\text{ЗАГР.ПА}} = \frac{14700}{16000} = 1,4$$

Таким образом, расчетный коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме (или выводе в ремонт одного из трансформаторов) не позволяет вести его в практике.

Аналогично, по справочнику (1) выбираем мощность второго трансформатора – 16 МВА. Определим коэффициенты загрузки:

$$K_{\text{ЗАГР.}} = \frac{14700}{2 \cdot 16000} = 0,45$$

$$K_{\text{ЗАГР.ПА}} = \frac{14700}{16000} = 0,9$$

Таким образом для ПС 110/35/10 кВ «БВС» выбираем второй трансформатор марки ТДТН-16000/110/35/10 УХЛ1.

Согласно проведенному анализу, максимальная электрическая нагрузка ПС «Ленинск» с учетом заявленной мощности будет составлять 18,54 МВА. С начало определим действующий коэффициенты загрузки в аварийном режиме:

$$K_{\text{ЗАГР.ПА}} = \frac{18540}{10000} = 1,8$$

Таким образом, расчетный коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме (или выводе в ремонт трансформатора 25 МВА) является недопустимым.

Аналогично, по справочнику (1) выбираем мощность второго трансформатора – 25 МВА. Определим коэффициенты загрузки:

$$K_{\text{ЗАГР.}} = \frac{18540}{2 \cdot 25000} = 0,4$$

$$K_{\text{ЗАГР.ПА}} = \frac{18540}{25000} = 0,7$$

Таким образом, для ПС 110/35/10 кВ «Ленинск» выбираем второй трансформатор марки ТДТН-25000/110/35/10 УХЛ1.

2.5 Моделирование разработанных вариантов схем в программно-вычислительном комплексе RastrWin3. Расчет и анализ электрических режимов работы сети 110 кВ

Ручной расчет установившихся режимов сетей, особенно схем с большим количеством узлов и ветвей трудоемок, используем для расчета и анализа электрических режимов, современный программно-вычислительный комплекс RastrWin3, позволяющий в полной мере оценить все возможные варианты работы электрической сети.

Для расчета установившихся режимов в программе RastrWin3 применяется метод Ньютона со стартовым алгоритмом метода Зейделя (для оценки начального приближения).

Расчет начинаем с построения схемы замещения и пронумерования всех узлов схемы. В качестве исходной информации используются данные о

нагрузках в узлах схемы, сопротивлениях ветвей, проводимостях на землю, коэффициентах трансформации.

За балансирующий узел принимаем ПС 220/110/6 кВ «Биробиджан». Исходную информацию об узлах и ветвях схемы вносим в программу во вкладки «Узлы» и «Ветви».

По внесенным данным, во вкладке «Графика» строим схемы замещения для каждого варианта сети.

Выполним расчет нормального режима работы и максимально тяжелых аварийных (ремонтных) режимов, с начало для варианта 1. Расчетные схемы представлены на рисунках 5, 6 и 7.

По нормальной схеме кольцо замкнуто, первая секция шин 110 кВ ПС «СК» питается по линии «Биробиджан-СК», вторая секция – по линии «Биробиджан – Унгун», секционный выключатель отключен.

Из расчета видно, что в нормальном режиме схема работает с нормальными параметрами, уровень напряжения в каждом узле схемы соответствует допустимому (рисунок 5).

Рассмотрим наиболее тяжелые аварийные (ремонтные) режимы, а именно: аварийное отключение (вывод в ремонт) одной из головных линий «Биробиджан-Унгун» или «Биробиджан-ЧТФ».

При выводе либо отключении ВЛ 110 кВ «Биробиджан-ЧТФ» возможно использовать ремонтную перемычку от ПС «БВС» до отпайки на ВЛ 110 кВ «Биробиджан-Унгун», и сеть 110 кВ работает в кольце «БВС-КРС-Ленинск-Дежнево-Биджан-Унгун».

В таком режиме параметры работы сети соответствуют допустимым, отключенных потребителей нет.

Однако, при отключении (выводе в ремонт) ВЛ 110 кВ «Биробиджан-Унгун», данную перемычку использовать нельзя и сеть 110 кВ работает в недопустимых условиях.

Падение напряжения в узлах схемы начиная с ПС «КРС» в таком режиме является недопустимым в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-

2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», даже при максимальном напряжении источника питания (шины 110 кВ ПС «Биробиджан»).

Кроме того, токовая нагрузка на провод ВЛ 110 кВ «Биробиджан-ЧТФ», при отключенной ВЛ 110 кВ «Биробиджан-СК», согласно расчета составляет 319 А, при допустимом для выбранного ранее сечения - 265А.

Поэтому, можно сделать вывод о недопустимости применения схемы по варианту 1 при включении в сеть 110 кВ ПС «ЧТФ».

Теперь проведем анализ работы сети 110 кВ по варианту 2.

Расчетная схема работы сети в нормальном режиме показана на рисунке 8.

Из схемы видно, что в нормальном режиме, все параметры работы сети соответствуют норме. Далее, рассмотрим наиболее тяжелые варианты аварийных (ремонтных) режимов для этого варианта.

Таковыми режимами, для рассматриваемого варианта сети 110 кВ будут являться, как и для предыдущей схемы, аварийное отключение (вывод в ремонт) одной из головных линий от ПС «Биробиджан», а также одной из линий «БВС-Унгун» или «БВС-КРС». Расчетные схемы перечисленных четырех вариантов аварийных (ремонтных) режимов представлены на рисунках 9-12.

Из схем видно, что даже при перечисленных, наиболее тяжелых аварийных (ремонтных) режимах параметры работы сети соответствуют нормально допустимым, тем самым можно сделать вывод о допустимости применения такой схемы при включении в существующую сеть 110 кВ ПС «ЧТФ».

Исходная информация по сети, а также схемы замещения предложенных вариантов включения в сеть 110 кВ ПС «ЧТФ» представлены на листе 3 графической части работы.

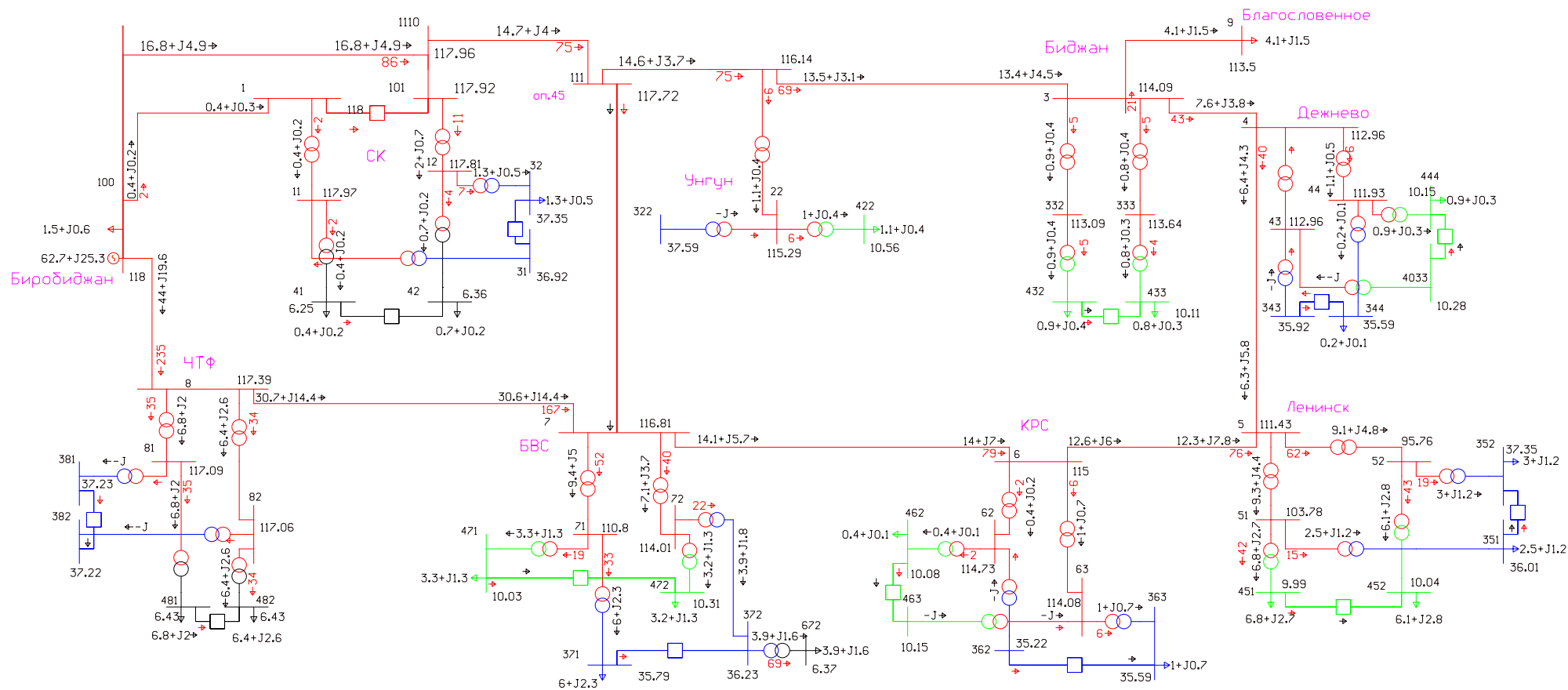


Рисунок 5 – Схема расчета нормального режима работы сети 110 кВ, по варианту 1.

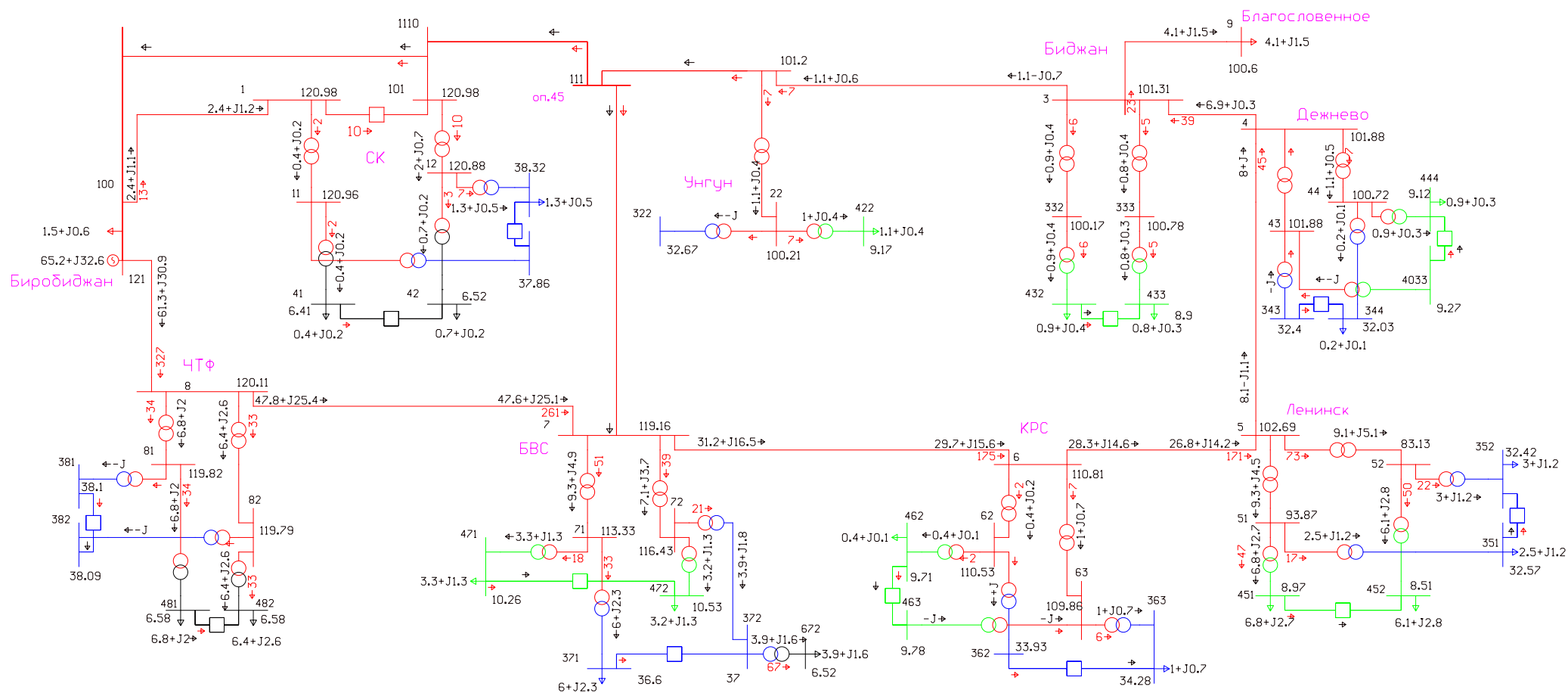


Рисунок 6 – Схема расчета режима работы сети 110 кВ при аварийном отключении (выводе в ремонт) ВЛ 110 кВ «Биробиджан-Унгун», по варианту 1

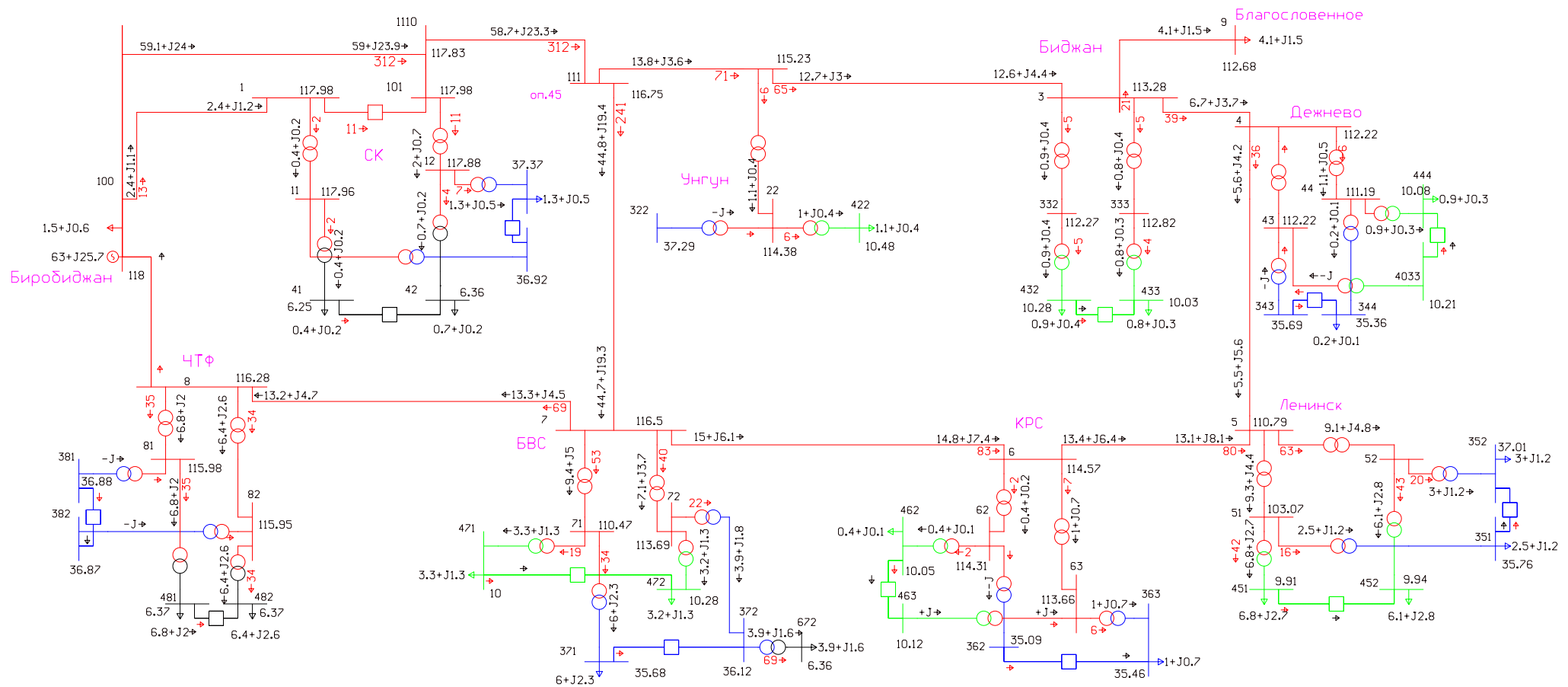


Рисунок 7 – Схема расчета режима работы сети 110 кВ при аварийном отключении (выводе в ремонт) ВЛ 110 кВ «Биробиджан-ЧТФ», по варианту 1

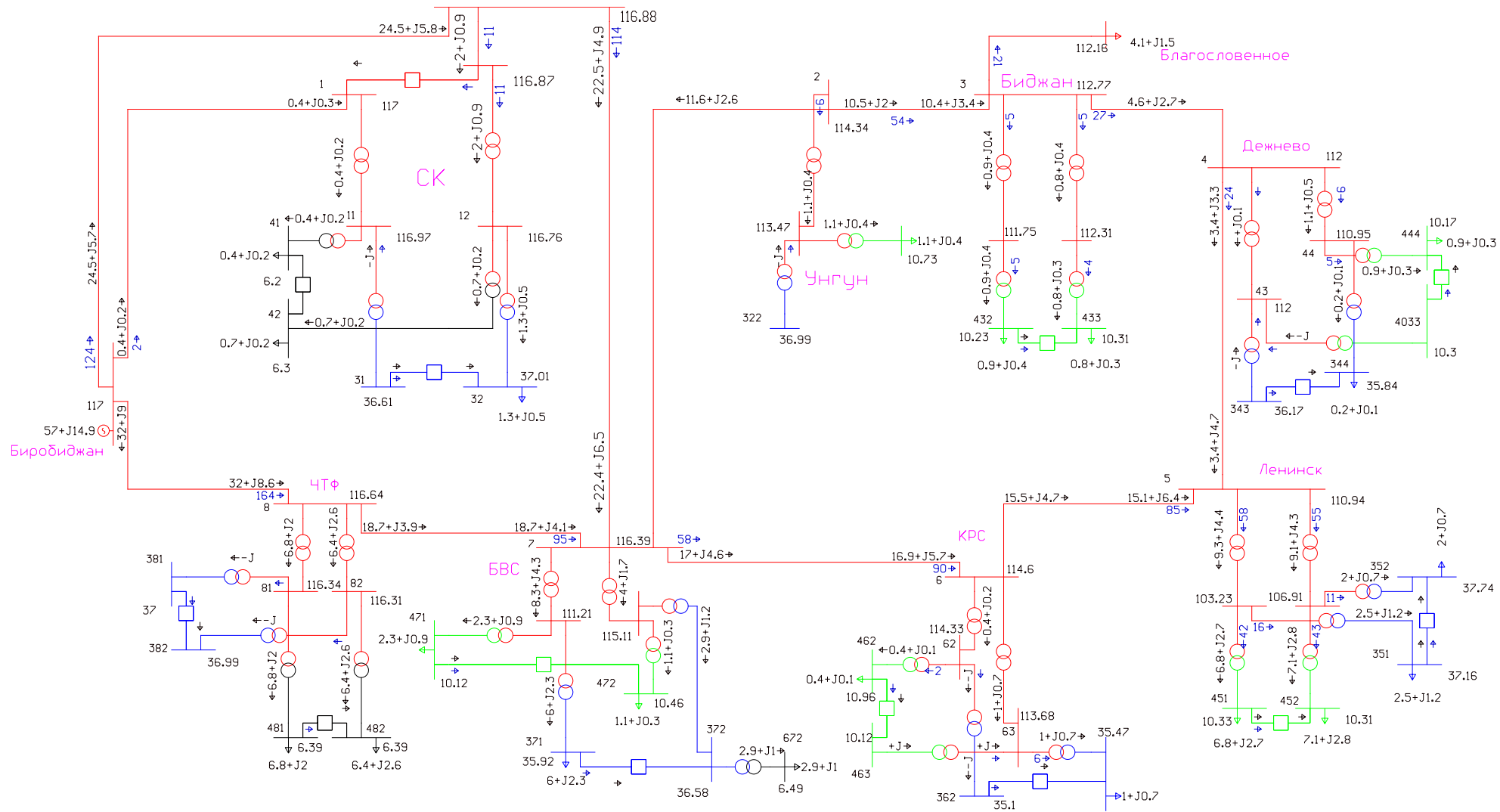


Рисунок 8 – Схема расчета нормального режима работы сети 110 кВ, по варианту 2.

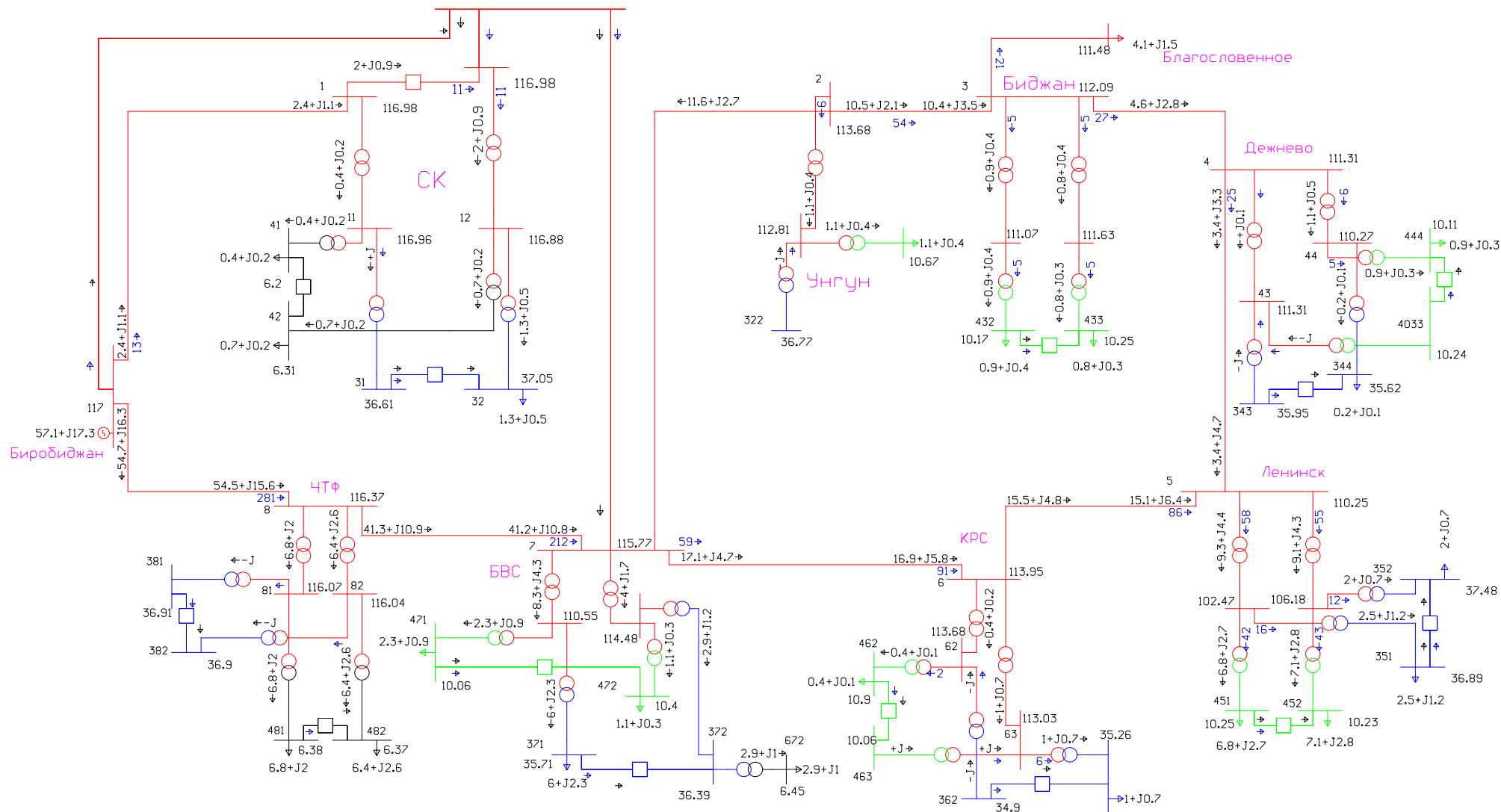


Рисунок 9 – Схема расчета режима работы сети 110 кВ при аварийном отключении (выводе в ремонт) ВЛ 110 кВ

«Биробиджан-БВС», по варианту 2

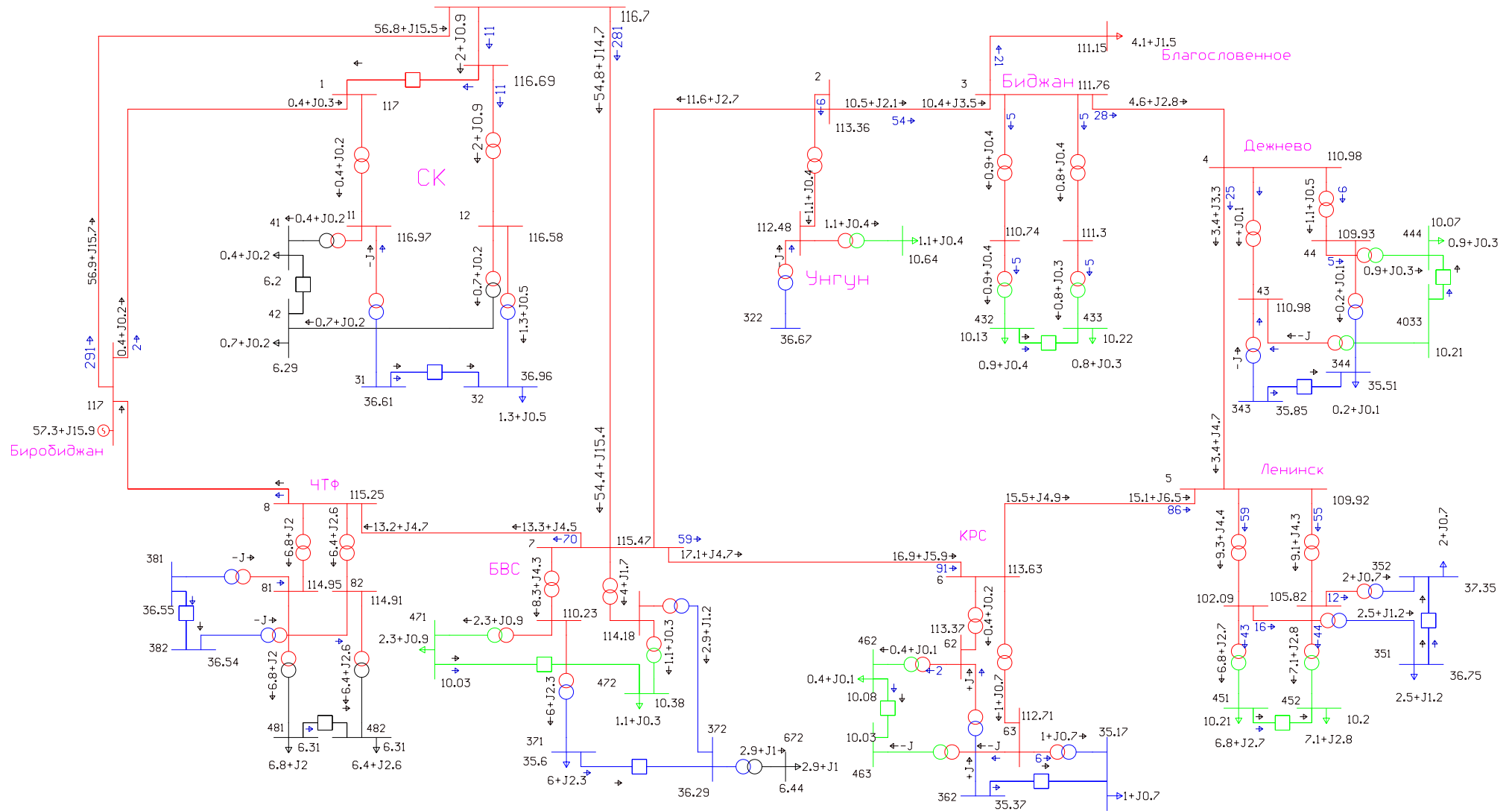


Рисунок 10 – Схема расчета режима работы сети 110 кВ при аварийном отключении (выводе в ремонт) ВЛ 110 кВ «Биробиджан-ЧТФ», по варианту 2

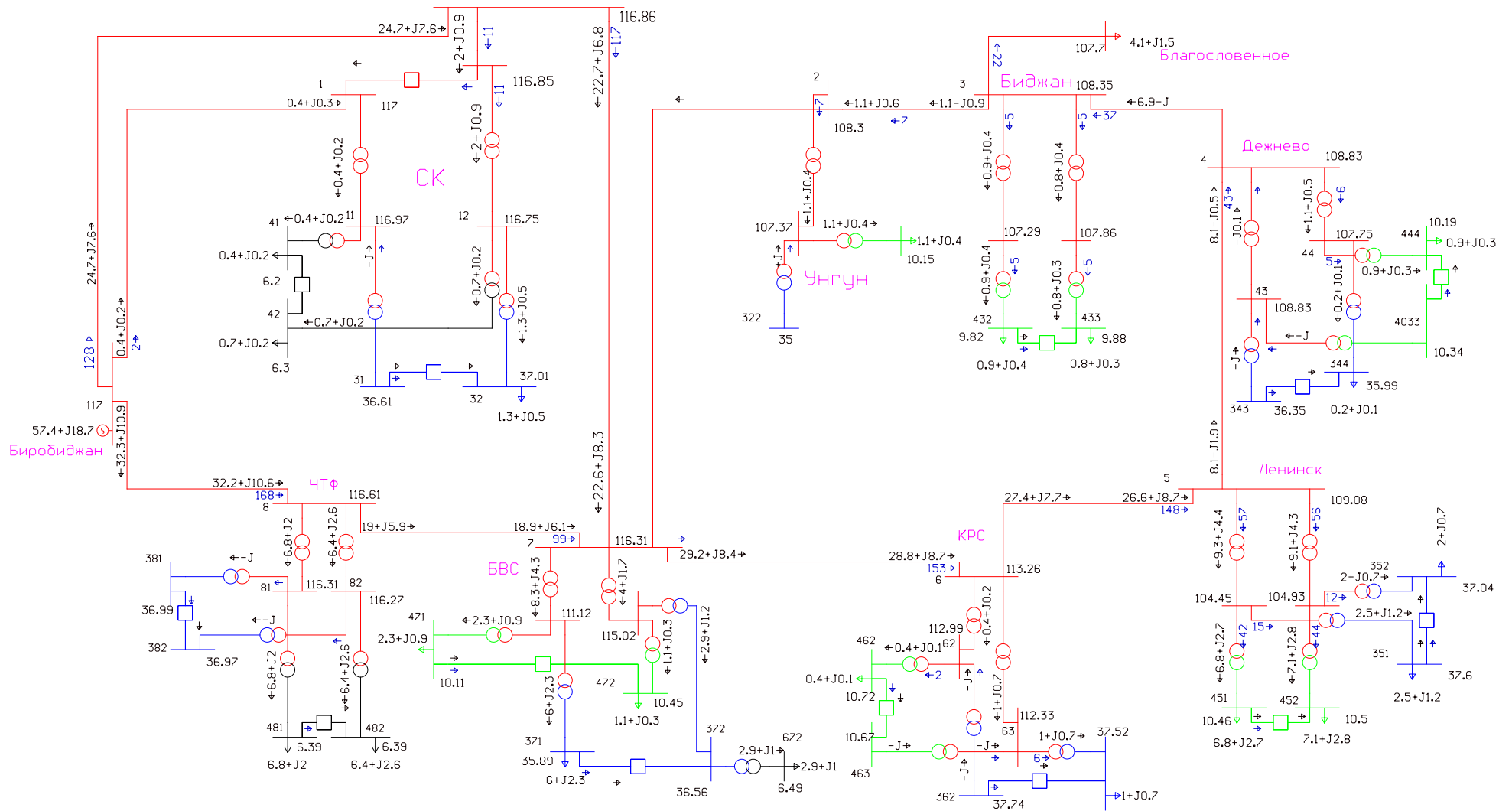


Рисунок 12 – Схема расчета режима работы сети 110 кВ при аварийном отключении (выводе в ремонт) ВЛ 110 кВ «БВС-Унгул», по варианту 2

2.6 Разработка однолинейной схемы проектируемой ПС 110/35/6 кВ «ЧТФ»

Схемы электрических соединений электроустановок должны быть выполнены, прежде всего с учетом обеспечения необходимой надежности питания потребителей электроэнергии, с учетом степени ответственности последних, должны быть возможно проще и нагляднее, должны обеспечивать удобства эксплуатации электрооборудования.

Чем проще и нагляднее схема соединений установки, тем выше надежность ее работы (менее вероятны ошибочные действия персонала) и безопасность обслуживания, тем меньше первоначальные затраты на сооружение установки.

Поскольку модернизация ПС «ЧТФ» не представляется возможным без отключения потребителей на длительный срок, то вновь спроектированная ПС 110/35/6 кВ «ЧТФ» будет построена вблизи существующей ПС 35/6 кВ «ЧТФ», после строительства которой, все потребители существующей ПС 35/6 кВ «ЧТФ», поэтапно будут перезапитаны от построенной подстанции 110 кВ.

Для обеспечения требуемой надежности, ОРУ 110 кВ спроектируем по схеме с двумя рабочими, секционированными выключателем, системами шин, с двумя линейными присоединениями, с применением элегазовых баковых выключателей и разъединителями с двигательными приводами главных ножей и ручными приводами заземляющих ножей.

РУ 35 кВ выполним в виде КРУМ с двумя линейными ячейками. РУ 35 кВ будет подключено отпайками к существующим ВЛ 35 кВ с диспетчерскими наименованиями «Т-135» и «Т-138». РУ 6 кВ в виде блочно-модульного КРУМ 6 кВ с 22-мя линейными ячейками.

В КРУМ 6 кВ предусмотрим установку трансформаторов собственных нужд.

Схема спроектированной подстанции приведена на листе 2 графической части работы.

2.7 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и напряжения).

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы весьма сложен. Так как при выборе и проверке электрических аппаратов не требуется высокая точность результатов расчета, поэтому допускается вводить допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей на результаты расчета токов короткого замыкания.

К таким допущениям относятся:

1. Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

2. Фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса короткого замыкания.

3. Пренебрежение токами намагничивания силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

4. Трехфазная система считается симметричной.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводя к некоторому преувеличению токов короткого замыкания в пределах 10%, что является допустимым.

Расчет токов при трехфазном КЗ проводится в следующем порядке:

– для рассматриваемой схемы составляется расчетная схема.

Расчетная схема приведена на рисунке 11;

– по расчетной схеме составляется электрическая схема замещения;

– путем постепенного преобразования приводят схему замещения к наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания, характеризующийся

– определенным значением ЭДС, были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением $X_{рез}$;

– зная результирующую ЭДС источника и результирующее сопротивление определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п,0}$.

Расчеты токов короткого замыкания проведем в относительных единицах путем приведения всех сопротивлений элементов схемы замещения к одним и тем же базисным условиям.

В качестве базисной мощности принимаем $S_{баз}=100$ МВА.

В целях упрощения расчетов для каждой электрической ступени в расчетной схеме вместо ее действительного напряжения на шинах принимаем среднее напряжение:

ОРУ-110 – 115 кВ;

КРУМ-35 – 37 кВ;

КРУМ-6 – 6,3 кВ;

Базисный ток для каждой точки короткого замыкания будет определяться по формуле:

$$I_{баз} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{баз}} \quad (5)$$

Значения базисных напряжений и расчеты базисных токов для каждой расчетной точки короткого замыкания приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Значения базисных токов и напряжений

	К-1	К-2	К-3
$U_{баз}$, кВ	115	37	6,3
$I_{баз}$, кА	0,5	1,6	9,2

Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{n,0} = \frac{E}{X_{\Sigma}} \cdot I_{баз}, \quad (6)$$

где E – эквивалентная ЭДС;

X_{Σ} – суммарное реактивное сопротивление относительно рассматриваемой точки короткого замыкания.

Ударный ток в точке короткого замыкания определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n,0}, \quad (7)$$

где $k_y = 1 + e^{-\frac{0.01}{Ta}}$ - ударный коэффициент.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$i_{a,0} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \quad (8)$$

Для приведенной ниже расчетной схемы (рисунок 13), составляем расчетную схему замещения, в которой каждый элемент сети вводится своим реактивным сопротивлением (рисунок 14).

Далее, необходимо определить расчетные значения элементов схемы замещения. Элементы схемы замещения будем выражать в относительных базовых единицах (индекс - *_б - будем опускать).

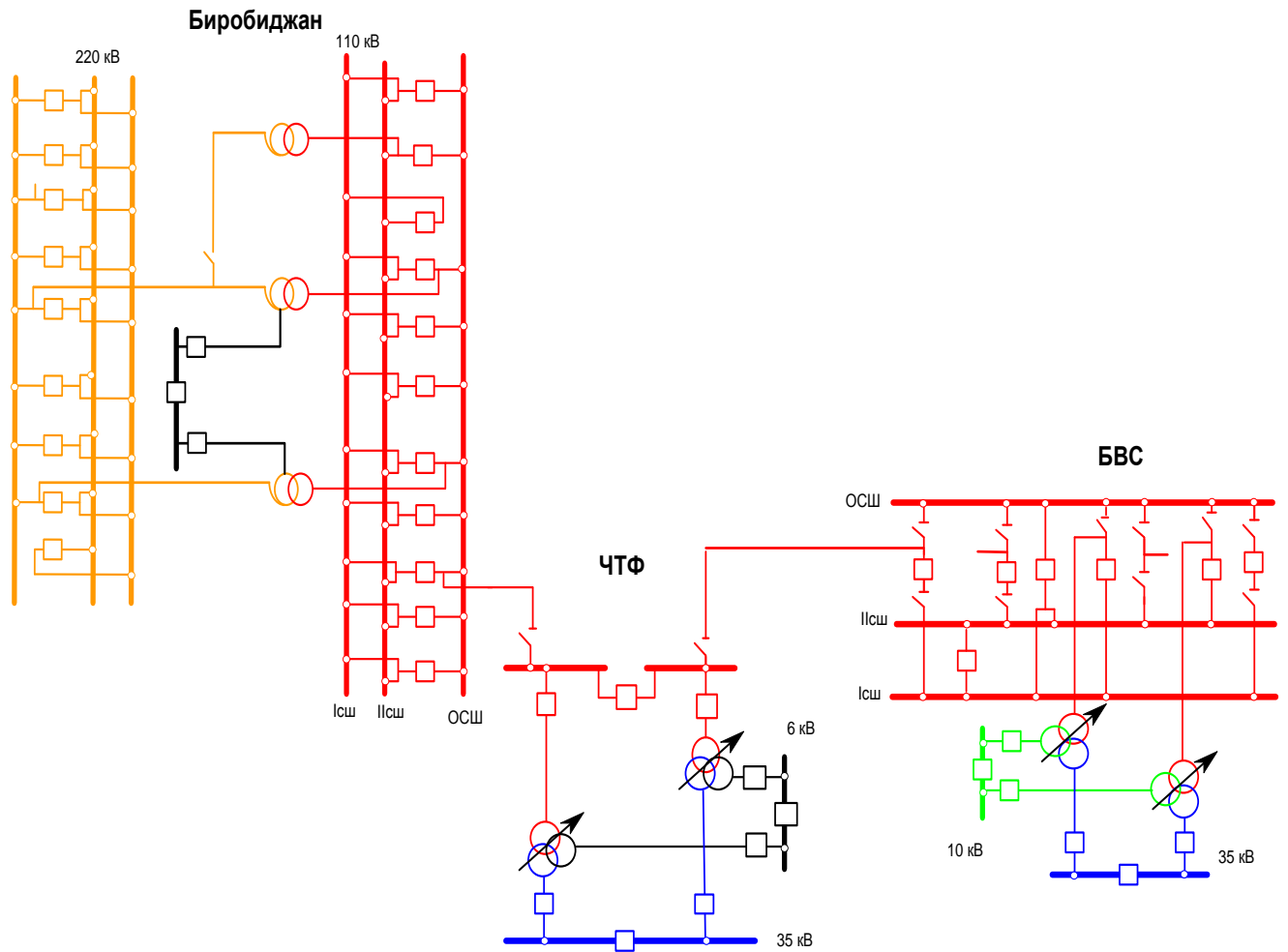


Рисунок 13 – Исходная схема участка сети 110 кВ

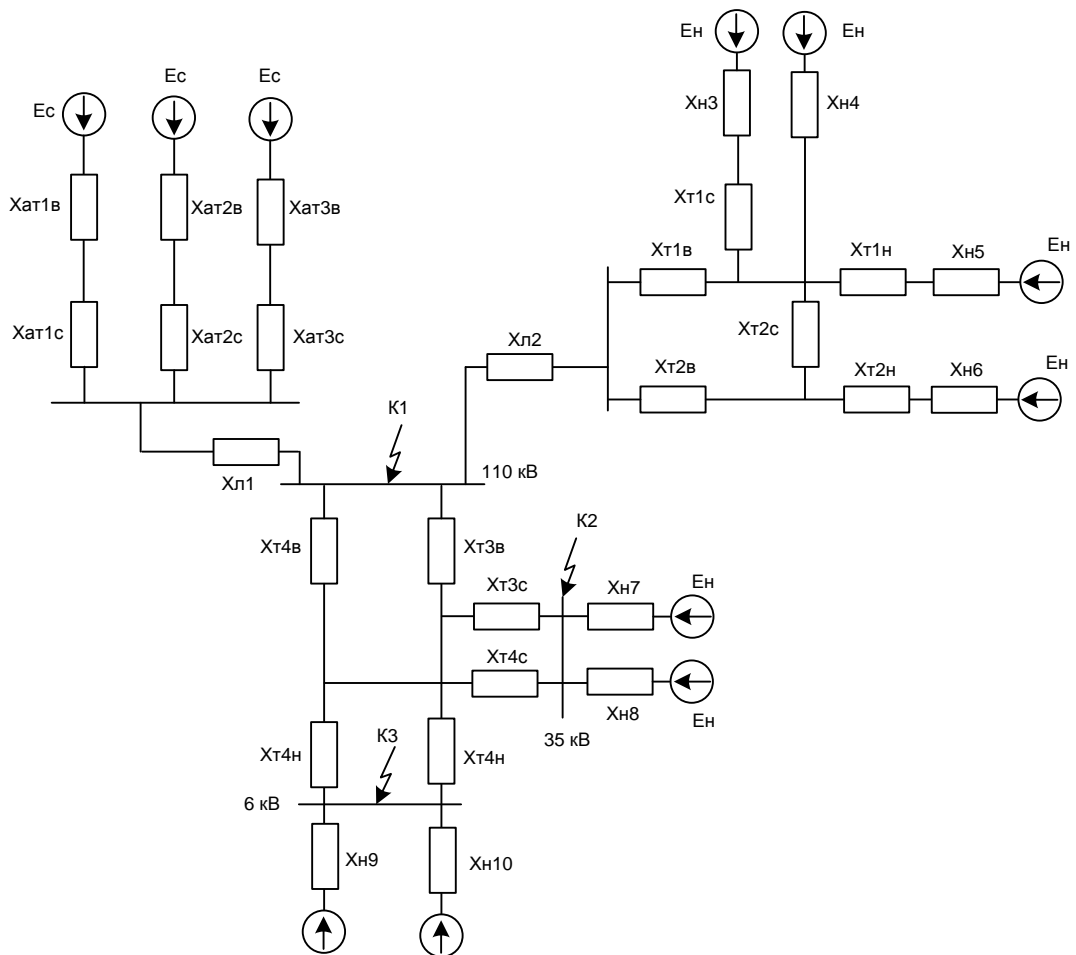


Рисунок 14 – Схема замещения участка сети 110 кВ, для расчета токов КЗ

Сопротивление линий определяем по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{баз}}}{U_{\bar{баз}}^2}, \quad (9)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление ЛЭП, Ом/км

L – длина линии, км.

Сопротивление ветвей трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов, определяем по формулам:

$$X_{ТВ} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{S_{баз}}{S_{ном}} \quad (10)$$

$$X_{ТС} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{S_{баз}}{S_{ном}} \quad (11)$$

$$X_{ТН} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{S_{баз}}{S_{ном}} \quad (12)$$

Для этого определим напряжение короткого замыкания для каждой обмотки трансформатора, по формулам:

$$u_{кв} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{квн} - u_{кcn}), \% \quad (13)$$

$$u_{кс} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{квс} - u_{квн}), \% \quad (14)$$

$$u_{кн} = 0,5 \cdot (u_{квн} + u_{кcn} - u_{квс}), \% \quad (15)$$

ЭДС системы принимается как систему бесконечной мощности ($E_c=1$). ЭДС нагрузки принято: $E_n = 0,85$. Сопротивление системы принимается равным нулю, а нагрузки определяется по формуле:

$$X_H = X_H'' \cdot \frac{S_{баз}}{S_H}, \quad (16)$$

где S_H - значение полной мощности нагрузки узла, МВА

x_H'' - относительное сопротивление нагрузки для сверхпереходного режима.

Для определения эквивалентного сопротивления относительно точки короткого замыкания используются методы последовательного и параллельного соединения элементов.

Для примера, проведем расчет токов короткого замыкания относительно точки К-1. Результаты расчета токов КЗ для остальных точек приведем в виде таблицы.

Определяем расчетные значения параметров схемы замещения, схема представлена на Рисунке 5.

Воздушные линии:

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 4,82 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0146$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 6,3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,02$$

Автотрансформаторы:

$$u_{кв} = 0,5 \cdot (11 + 35 - 22) = 12$$

$$u_{кс} = 0,5 \cdot (11 + 22 - 35) = 0$$

$$u_{кн} = 0,5 \cdot (35 + 22 - 11) = 23$$

$$X_{am1B} = X_{am2B} = X_{am3B} = \frac{12}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,2$$

$$X_{am1C} = X_{am2C} = X_{am3C} = \frac{0}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0$$

$$X_{am1H} = X_{am2H} = \frac{23}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,365$$

Трехобмоточные трансформаторы:

$$u_{кв} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 21,5$$

$$u_{кс} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0$$

$$u_{кн} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 12,5$$

$$X_{m2B} = X_{m3B} = X_{m4B} = \frac{21,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,672$$

$$X_{m2C} = X_{m3C} = X_{m4C} = \frac{0}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0$$

$$X_{m1H} = X_{m2H} = X_{m3H} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,4$$

$$X_{m1B} = \frac{21,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,075$$

$$X_{m1C} = \frac{0}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0$$

$$X_{m1H} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,625$$

Нагрузки:

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{(3,5^2 + 0,8^2)}} = 9,75$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{(2,1^2 + 0,9^2)}} = 15,32$$

$$X_{H3} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{(2,2^2 + 0,8^2)}} = 14,95$$

$$X_{H4} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{(1,3^2 + 0,4^2)}} = 25,73$$

$$X_{H5} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{(0,6^2 + 0,2^2)}} = 55,34$$

$$X_{H6} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{(1,1^2 + 0,3^2)}} = 30,7$$

$$X_{H7} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{(1,6^2 + 0,4^2)}} = 21,22$$

$$X_{H8} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{(2,2^2 + 1,1^2)}} = 14,22$$

$$X_{H9} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{(6,8^2 + 2,0^2)}} = 4,93$$

$$X_{H10} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{(3,7^2 + 1,2^2)}} = 9$$

Производим эквивалентирование схемы замещения, при этом используем формулы для последовательного и параллельного соединения элементов.

Преобразование схемы путем параллельного соединения элементов:

$$X_1 = X_{m3C} + X_{H7} = 0 + 21,22 = 21,22$$

$$X_2 = X_{m4C} + X_{H8} = 0 + 14,22 = 14,22$$

$$X_3 = X_{m4H} + X_{H9} = 0,4 + 4,93 = 5,33$$

$$X_4 = X_{m3H} + X_{H10} = 0,4 + 9 = 9,4$$

$$X_5 = X_{m1H} + X_{H5} = 0,625 + 55,34 = 55,96$$

$$X_6 = X_{m2H} + X_{H6} = 0,4 + 30,7 = 31,1$$

$$X_7 = X_{m1C} + X_{H3} = 0 + 14,95 = 14,95$$

$$X_8 = X_{m2C} + X_{H4} = 0 + 25,73 = 25,73$$

$$X_9 = X_{am1B} + X_{am1C} = 0,2 + 0 = 0,2$$

$$X_{10} = X_{am2B} + X_{am2C} = 0,2 + 0 = 0,2$$

$$X_{11} = X_{am3B} + X_{am3C} = 0 + 0,2 = 0,2$$

Преобразование схемы путем одновременного параллельного и последовательного соединения элементов:

$$X_{16} = \frac{X_7 \cdot X_5}{X_7 + X_5} + X_{m1B} = \frac{14,95 \cdot 55,96}{14,95 + 55,96} + 1,075 = 12,87$$

$$X_{17} = \frac{X_8 \cdot X_6}{X_8 + X_6} + X_{m2B} = \frac{25,73 \cdot 31,1}{25,73 + 31,1} + 0,672 = 14,75$$

$$X_{18} = \frac{X_{16} \cdot X_{17}}{X_{16} + X_{17}} + X_{Л2} = \frac{12,87 \cdot 14,75}{12,87 + 14,75} + 0,02 = 6,9$$

$$X_{19} = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} + X_{m3B} = \frac{21,22 \cdot 9,4}{21,22 + 9,4} + 0,672 = 7,2$$

$$X_{20} = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} + X_{m4B} = \frac{14,22 \cdot 5,33}{14,22 + 5,33} + 0,672 = 4,55$$

Параллельно соединяем сопротивления X_9, X_{10}, X_{11} :

$$X_{14} = \frac{X_9 \cdot X_{10} \cdot X_{11}}{X_9 + X_{10} + X_{11}} = \frac{0,2 \cdot 0,2 \cdot 0,21}{0,2 + 0,2 + 0,21} = 0,142$$

Далее, соединяем последовательно сопротивления X_{14} и $X_{Л1}$:

$$X_{\Sigma 1} = X_{14} + X_{Л1} = 0,142 + 0,0146 = 0,156$$

Параллельно соединяем сопротивления X_{19} и X_{20} :

$$X_{21} = \frac{X_{19} \cdot X_{20}}{X_{19} + X_{20}} = \frac{7,2 \cdot 4,55}{7,2 + 4,55} = 2,8$$

Также путем параллельного соединения объединяем X_{18} и X_{21} :

$$X_{\Sigma 2} = \frac{X_{18} \cdot X_{21}}{X_{18} + X_{21}} = \frac{6,9 \cdot 2,8}{6,9 + 2,8} = 2,0$$

Таким образом, мы преобразовали исходную схему замещения, эквивалентировав ее относительно точки короткого замыкания К1, получив простейшую схему для определения тока короткого замыкания. Ход преобразования схемы замещения представлен на рисунке 15.

Определим значение тока трехфазного КЗ в точке К1:

$$I_1 = \frac{E_c}{X_{15}} = \frac{1}{0,156} = 6,41$$

$$I_2 = \frac{E_H}{X_{22}} = \frac{0,85}{2,0} = 0,425$$

$$I_{II,0} = (I_1 + I_2) \cdot I_{баз} = (6,41 + 0,425) \cdot 0,502 = 2,43$$

Определим ударный ток в месте КЗ:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,846$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II,0} = 1,414 \cdot 1,846 \cdot 2,43 = 6,95$$

Определим апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{a.0} = \sqrt{2} \cdot I_{II,0} = 1,414 \cdot 2,43 = 3,85$$

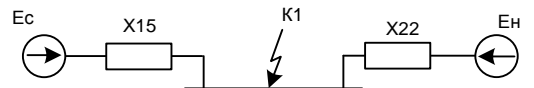
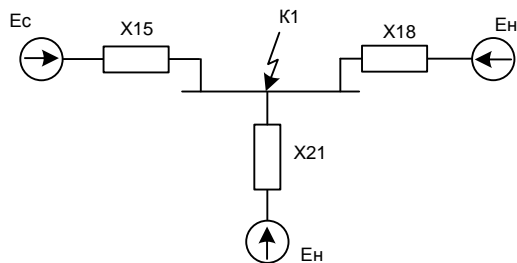
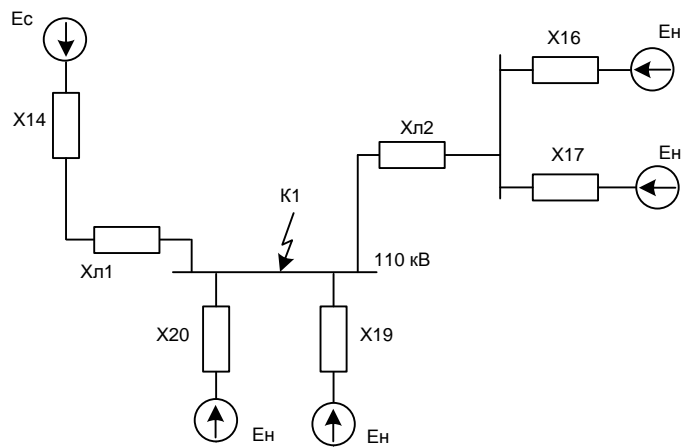
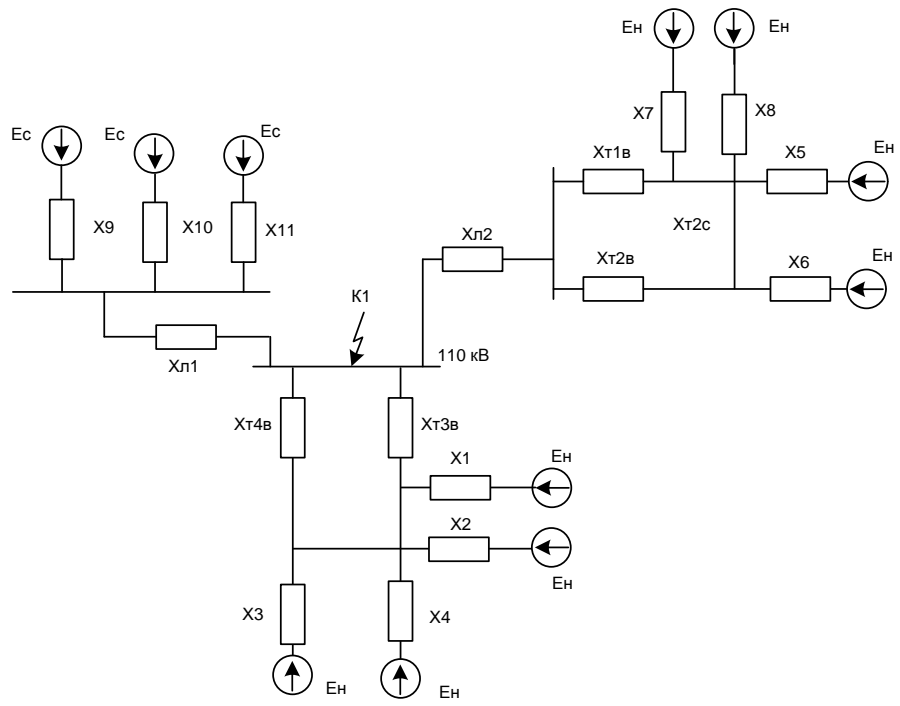


Рисунок 15 – Последовательность эквивалентирования
схемы замещения сети

Аналогичный расчет производим для остальных точек короткого замыкания. Результаты расчета представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Данные расчета токов короткого замыкания

Расчетные данные	Точка короткого замыкания		
	К1	К2	К3
$I_{П,0}$	2,43	6,19	8,21
$i_{уд}$	6,95	11,18	23,23
$i_{a.0}$	3,85	6,35	12,58

2.8 Выбор электрооборудования на ПС 110/35/6 кВ «ЧТФ»

В настоящем проекте основное оборудование проектируемой ПС «ЧТФ» выбрано по номинальному напряжению присоединений, максимальному длительному току, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания, учтена температура наружного воздуха, степень загрязнения атмосферы и сейсмичность площадки. Однолинейная электрическая схема подстанции представлена на листе 3 графической части.

2.8.1 Выбор и проверка выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво и пожаробезопасность;

– удобство транспортировки и эксплуатации.

Допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам:

– по напряжению установки

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} \quad (17)$$

– по длительному току

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ}, I_{МАХ} \leq I_{НОМ} \quad (18)$$

– по отключающей способности

$$I_{П} \leq I_{ОТКЛ.НОМ} \quad (19)$$

На стороне 110 кВ проектируемой ПС «ЧТФ», выбираем к установке элегазовый выключатель типа ВЭБ-110П*-40/2500УХЛ1, с пружинным приводом ППрК-2400С (Производитель: ЗАО «Энергомаш» г.Екатеринбург). Необходимо проверить выбранный выключатель, для этого были произведены следующие расчеты.

Определим максимальный рабочий ток (А):

$$I_{P.MAX} = \frac{K_{ПЕР} \cdot S_{ТР.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (20)$$

где $K_{ПЕР}$ - коэффициент перегрузки (1,4);

$S_{ТР.НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора подстанции (кВА).

$$I_{P.MAX} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,7 \text{ А.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя, для этого определим значение термического импульса, по формуле: (кА²*с):

$$B_K = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t + T_a), \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (21)$$

где t - время отключения выключателя (0.01с);

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания (0,02).

$$B_K = 2,43^2 \cdot (0,01 + 0,06) = 0,823 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для проверки возможности отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t .

$$i_{\text{А.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}}}{100} \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}, \quad (22)$$

где $\beta_{\text{НОМ}}$ - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе (43 %).

$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$ - номинальный ток отключения.

$$i_{\text{А.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 43}{100} \cdot 2,5 = 1,52 \text{ кА.}$$

Таблица 5 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{Р.МАХ}} = 117,7 \text{ кА}$	$I_{\text{Н}} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{\text{Н}} \geq I_{\text{Р.МАХ}}$
$i_{\text{УД}} = 8,95 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
$B_K = 9,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К.НОМ}} = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К.НОМ}} \geq B_K$
$I_{\text{П0}} = 2,43 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{П0}}$
$i_{\text{Ат}} = 1,38 \text{ кА}$	$i_{\text{А.НОМ}} = 1,52 \text{ кА}$	$i_{\text{А.НОМ}} \geq i_{\text{Ат}}$

По данным сравнения подтверждается марка выключателя.

2.8.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Выбор разъединителей необходимо производить подробно для одного присоединения и результаты выбора сводить в таблицы сопоставлений паспортных данных и расчетных данных.

Выбираем на стороне 110 кВ ПС «ЧТФ» разъединитель трех полюсный с двумя комплектами заземляющих ножей РГП-2-110/1000 УХЛ1.

Сопоставление приведено в таблице 6.

Таблица 6 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{р.макс} = 117,7 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{р.макс}$
$B_K = 9,23 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 468,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_K$
$i_{уд} = 8,95 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 40 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$

Выбираем на стороне 35 кВ разъединитель марки РГП2-35П/1000УХЛ1.

Сопоставление приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{р.макс} = 369,9 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{р.макс}$
$B_K = 3,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 468,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_K$
$i_{уд} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 20 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$

2.8.3 Выбор КРУ

На средней стороне принимаем к установке КРУМ-35 (малогабаритное) наружной установки марки УХЛ1 с восемью ячейками

серии ODBA 36, с вакуумными вводными, секционными и линейными выключателями марки ВРС-35 (Производитель: ЗАО «Электронмаш» г. Санкт-Петербург) с электромагнитным приводом.

Определим максимальный ток:

$$I_{P.MAX} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,9 \text{ А.}$$

Определим термический импульс:

$$B_K = 6,188^2 \cdot (0,025 + 0,06) = 3,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Определим номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей:

$$i_{A.HOM} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32}{100} \cdot 12,5 = 5,7 \text{ кА.}$$

Сопоставление приведено в таблице 8.

Таблица 8 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{P.MAX} = 369,9 \text{ А}$	$I_{H.шин} = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P.MAX}$
$I_{P.MAX.фид} = 55 \text{ А}$	$I_{НОМ.шкафа} = 1000 \text{ А}$	$I_{НОМ.шкафа} \geq I_{P.MAX.фид}$
$i_{уд} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 25 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$
$B_K = 3,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{K.НОМ} = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{K.НОМ} \geq B_K$
$I_{П0} = 6,2 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} = 25 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} \geq I_{П0}$
$i_{At} = 3,35 \text{ кА}$	$i_{A.НОМ} = 5,66 \text{ кА}$	$i_{A.НОМ} \geq i_{At}$

Комплектные распределительные устройства 6 – 10 кВ имеют два конструктивных исполнения в зависимости от установки аппаратов ВН: в выкатном исполнении (КРУ, в которых аппарат ВН расположен на выкатной тележке) и в дистанционном исполнении (КСО и КРУН). Достоинствами КРУ являются: возможность быстрой замены аппарата резервным, установленным на тележке, вдвигаемой в ячейку вместо аппарата, подлежащего осмотру или ремонту; компактность устройств, чему в большей

степени способствует применение специальных скользящих втычных контактов вместо громоздких разъединителей; надежная защита токоведущих частей от прикосновения и уплотнения для предотвращения запыления.

На низкой стороне выбираем КРУМ-6 наружной установки 6 кВ марки УХЛ1 с двадцатью двумя ячейками серии OДРА 12, с вводными вакуумными выключателями марки VD41225-25/2500У2 с электромагнитным приводом производства завода «Таврида электрик» г.Самара.

Определим максимальный ток:

$$I_{P.MAX} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2158 \text{ А.}$$

Определим термический импульс:

$$B_K = 8,214^2 \cdot (0,025 + 0,06) = 5,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей:

$$i_{A.HOM} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50}{100} \cdot 12,5 = 8,84 \text{ кА.}$$

Сопоставление приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{P.MAX.фид} = 400 \text{ А}$	$I_{НОМ.шкафа} = 2500 \text{ А}$	$I_{НОМ.шкафа} \geq I_{P.MAX.фид}$
$I_{P.MAX} = 2158 \text{ А}$	$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P.MAX}$
$i_{уд} = 23,2 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 25 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$
$B_K = 5,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{K.НОМ} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{K.НОМ} \geq B_K$
$I_{по} = 8,214 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} = 25 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} \geq I_{по}$
$i_{At} = 6,45 \text{ кА}$	$i_{A.НОМ} = 8,84 \text{ кА}$	$i_{A.НОМ} \geq i_{At}$

2.8.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{НОМ} \quad (23)$$

- по току

$$I_{НОРМ} \leq I_{1НОМ}, I_{МАХ} \leq I_{1НОМ} \quad (24)$$

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости
- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (25)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2 \quad (26)$$

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

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_K \quad (27)$$

Прежде чем преступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ для меди и 4 мм^2 для алюминиевых проводов. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 16 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета.

Выбираем трансформатор тока на стороне 110 кВ.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0,5	
Счетчик АЭ	ЕА05	4		4
ИТОГО		4	0,5	4

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{доп}} \geq \sum (R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_K) \quad (28)$$

Из таблицы 10 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Марку трансформатора тока выбирать не будем, т.к. трансформатор тока встроен в выключатель и его марка ТВГ-110, с коэффициентом трансформации 300/5.

Общее сопротивление приборов (Ом):

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}, \quad (29)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами (В*А);

I_2 - вторичный номинальный ток прибора (А).

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов (Ом):

$$R_{\text{ПР}} = Z_{2\text{ДОП}} - R_{\text{ПРИБ}} - R_{\text{К}}, \quad (30)$$

где $R_{\text{К}}$ - сопротивление контактов (0,1 Ом).

$$R_{\text{ПР}} = 0,4 - 0,16 - 0,1 = 0,14 \text{ Ом.}$$

Определим сечение проводов по формуле (мм²):

$$S_{\text{ПР}} = \frac{l}{\gamma \cdot R_{\text{ПР}}}, \quad (31)$$

где l - длина соединительных проводов ($l=50$ м);

γ - удельное проводимость материала провода ($\gamma=32\text{м/Ом*мм}^2$).

$$S_{\text{ПР}} = \frac{50}{32 \cdot 0,14} = 11,2 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АКП с сечением 16 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение (Ом):

$$R_{\text{ПР}} = \frac{l}{\gamma \cdot S_{\text{ПР}}} \quad (32)$$

$$R_{\text{ПР}} = \frac{50}{32 \cdot 16} = 0,1 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор трансформатора тока ТВГ-110

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{р.маx} = 117,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_H \geq I_{р.маx}$
$Z_{2расч} = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_{2доп} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2доп} \geq Z_{2расч}$
$В_k = 9,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{к.ном} = 468,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{к.ном} \geq В_k$
$i_{уд} = 8,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Выбираем трансформатор тока на стороне 35 кВ.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0,5	
Счетчик АЭ	ЕА05	4		4
ИТОГО		4	0,5	4

$$Z_{2доп} \geq \sum (R_{приб} + R_{пр} + R_k) \quad (33)$$

Из таблицы 12 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Марку трансформатора тока выбирать не будем, т.к. трансформатор тока встроен в выключатель и его марка ТВ 35-V с коэффициентом трансформации 200/5.

Общее сопротивление приборов (Ом):

$$R_{приб} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов (Ом):

$$R_{\text{ПР}} = 0,4 - 0,16 - 0,1 = 0,14 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов (мм²):

$$S_{\text{ПР}} = \frac{50}{32 \cdot 0,14} = 11,2 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АКП с сечением 16 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение (Ом):

$$R_{\text{ПР}} = \frac{l}{\gamma \cdot S_{\text{ПР}}} \quad (34)$$

$$R_{\text{ПР}} = \frac{50}{32 \cdot 16} = 0,1 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор трансформатора тока ТВ 35-V

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{Р.МАХ}} = 278,15 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{Н}} \geq I_{\text{Р.МАХ}}$
$Z_{2\text{РАСЧ}} = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ДОП}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ДОП}} \geq Z_{2\text{РАСЧ}}$
$В_{\text{К}} = 3,484 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К.НОМ}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К.НОМ}} \geq В_{\text{К}}$
$i_{\text{УД}} = 6,189 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$

Произведем выбор трансформатора тока на стороне 6 кВ.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0,5	
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Счетчик АЭ и РЭ	ЕА05	4		4
ИТОГО		5	0,5	5

Из таблицы 14 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-6/2500-У3.

Общее сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = 0,4 - 0,2 - 0,1 = 0,1 \text{ Ом.}$$

Определим сечение проводов:

$$S_{\text{пр}} = \frac{6}{32 \cdot 0,1} = 1,875 \text{ мм}^2.$$

Выбираю провод марки АКП с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{пр}} = \frac{6}{32 \cdot 4} = 0,05 \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор трансформатора тока ТОЛ-6/2500-У3

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{р.макс}} = 2158 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{Н}} \geq I_{\text{р.макс}}$
$Z_{2\text{расч}} = 0,35 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{доп}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{доп}} \geq Z_{2\text{расч}}$
$W_{\text{к}} = 5,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к}}$
$i_{\text{уд}} = 12,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

2.8.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ} \quad (35)$$

– по конструкции и схеме соединения;

– по классу точности;

– по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \quad (36)$$

где $S_{НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности (В*А);

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{ПРИБ} \cdot \cos \varphi_{ПРИБ})^2 + (\sum S_{ПРИБ} \cdot \sin \varphi_{ПРИБ})^2} = \sqrt{P_{ПРИБ}^2 + Q_{ПРИБ}^2} \quad (37)$$

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

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

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (35 кВ)

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	ЕА05	2 Вт	2	0,38	0,925	2	8	14
Итого	-	-	-	-	-	-	19	14

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения по формуле составит:

$$S_{22} = \sqrt{19^2 + 14^2} = 23,6 \text{ В*А.}$$

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛЭ-35-У2.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$S_{РАСЧ} = 23,6 \text{ В*А}$	$S_{НОМ} = 360 \text{ В*А}$	$S_{НОМ} \geq S_{РАСЧ}$

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (6 кВ)

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, В*А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	ЕА05	2 Вт	2	0,38	0,925	2	8	14
Итого	-	-	-	-	-	-	13	14

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{13^2 + 14^2} = 19,1 \text{ В*А}.$$

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ 06.4-6У2.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$S_{расч} = 19,1 \text{ В*А}$	$S_{ном} = 200 \text{ В*А}$	$S_{ном} \geq S_{расч}$

2.8.6 Выбор изоляторов

К установке будем принимать полимерные изоляторы, которые обладают повышенной сейсмостойкостью и устойчивостью к атакам вандализма. Конструкция данных изоляторов не допускает хрупкого излома и падения. Защитная оболочка из кремнийорганической резины изолятор обладает повышенной гидрофобностью и трекингстойкостью. За счет этих уникальных свойств, данные изоляторы в 3-5 раз меньше загрязняется по сравнению с фарфоровыми аналогами. Фланцы изготавливают из стали с последующей антикоррозийной обработкой (горячий цинк).

Выбираем на стороне 35 кВ опорные изоляторы марки ИОСПК-4-35/190-IV-УХЛ1, с параметрами: $H_{из} = 440 \text{ мм}$, $F_{разр} = 10 \text{ кН}$.

Проверяем изолятор на механическую прочность на изгиб.

Поправочный коэффициент на высоту шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{изол}} = \frac{H_{изол} + b + h/2}{H_{изол}}, \quad (38)$$

где b - ширина шины (мм);

h - высота шины (мм).

$$K_h = \frac{440 + 6 + 60/2}{440} = 1,08.$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_v^2 \cdot l \cdot 10^{-7}}{a}, \quad (39)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами (м).

a - расстояние между фазами (м).

$$F_{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{19900^2 \cdot 5 \cdot 10^{-7}}{3,5} = 97,9 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора (Н):

$$F_{РАСЧ} = K_h \cdot F_{II} \quad (40)$$

$$F_{РАСЧ} = 1,08 \cdot 97,9 = 105,8 \text{ Н.}$$

Таблица 20 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$F_{РАСЧ} = 105,8 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 10000 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Для крепления шин на порталах воспользуемся также полимерным изолятором типа ЛК-4/35-01-IV-УХЛ1. Выбор такого типа изоляторов осуществляют только по напряжению.

Выбираем на стороне 6 кВ опорные изоляторы марки ИОСПК-2-10/75-IV-УХЛ1, параметрами: $H_{ИЗ} = 215 \text{ мм}$, $F_{РАЗР} = 2 \text{ кН}$.

Проверяю изоляторы на механическую прочность на изгиб.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

Вводим поправку на высоту коробчатых шин.

$$K_h = \frac{215 + 6 + 60/2}{215} = 1,17.$$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{21300^2 \cdot 1,2 \cdot 10^{-7}}{1} = 94,3 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора (Н):

$$F_{расч} = 1,17 \cdot 94,3 = 110,3 \text{ Н.}$$

Таблица 21 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ Кв}$	$U_H \geq U_{уст}$
$F_{расч} = 110,3 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2000 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Из представленного выше расчета можно сделать вывод, что выбранные изоляторы удовлетворяют условиям выбора.

2.8.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН. Необходимое количество и схема расстановки ОПН определяются на основании расчета грозозащиты РУ.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН-110/88-10/650(II)2 УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ (Производитель: ЗАО «Феникс 88», г.Новосибирск).

На стороне СН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН-35/40,5-10/650(II)2 УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ (Производитель: ЗАО «Феникс 88», г.Новосибирск).

На стороне НН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН-6/7,2-10/650(II)2 УХЛ1 с классом напряжения 6 кВ (Производитель: ЗАО «Феникс 88», г. Новосибирск).

2.8.8 Выбор мощности трансформатора собственных нужд

Расчетная мощность собственных нужд подстанции определяется (кВА):

$$S_{РАСЧ} = k_C \cdot \sqrt{P_{УСТ}^2 + Q_{УСТ}^2}, \quad (41)$$

где k_C - коэффициент спроса равный 0,8.

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{207,6^2 + 11,46^2} = 166,3 \text{ кВА.}$$

Расчетная мощность трансформаторов собственных нужд (кВА):

$$S_{РАСЧ.ТР} = \frac{S_{РАСЧ}}{N_{ТР} \cdot K_{ЗАГР}}, \quad (42)$$

Таблица 22 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
Охлаждение ТДНС-10000/35	10,3 × 2	20,6	0,85	20,6	11,46
Подогрев ВГБ-35	0,8 × 5	4	1	4	-
Подогрев КРУМ	-	10	1	10	-
Освещение и вентиляция КРУМ	-	7	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Насосная	-	30	1	30	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				227,6	11,46

$$S_{РАСЧ.ТР} = \frac{166,33}{2 \cdot 0,7} = 118,8 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке два трансформатора марки ТС-160/6/0,4 УЗ каждый.

Питание нагрузок собственных нужд проектируемой ПС 110/35/6 кВ «ЧТФ» на напряжении 380/220 В переменного тока осуществляется от панелей СН с системой заземления TN-S, согласно п.1.7.3 ПУЭ седьмое издание, в которой нулевой защитный (РЕ) и нулевой рабочий (N) проводники разделены на всем протяжении. Нулевой защитный РЕ-проводник и нулевой рабочий N-проводник присоединяются к оцинкованной полосе заземления сечением 40x5 мм заземляющего устройства ПС, к которому присоединены открытые проводящие части (корпуса) всех распределительных пунктов, групповых щитков, шкафов, электроприемников, корпуса светильников присоединяются третьей жилой кабеля, питающего светильник.

2.9 Концепция автоматизированного диспетчерского управления ПС «ЧТФ». Телемеханика, средства связи и учет электроэнергии

В соответствии со структурой диспетчерского, технологического и производственно-хозяйственного управления, контроль функционирования ПС 110/35/6 кВ «ЧТФ» осуществляется диспетчером с диспетчерского пульта оперативно-диспетчерской службы филиала АО «ДРСК» - «Электрические сети ЕАО». Данная подстанция не будет иметь постоянного дежурного персонала.

Настоящим проектом предусматривается:

- оперативное управление всеми выключателями главной электрической схемы;
- получение информации о состоянии оборудования 110, 35 и 6 кВ.

На основании «Руководящих указаний по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах», с проектируемой подстанции для диспетчерского управления намечается передача телеинформации в объеме, приведенном в таблице 23.

Таблица 23 – Объем информации передаваемой телемеханикой

Функции контроля и управления	Наименование контролируемого оборудования	Количество сигналов
Телесигнализация	Выключателей 110,35,6 кВ	62
	Разъединителей 110 кВ	56
	Положения тележек выключателей 35 и 6 кВ	28
	Положение телек разъединителей и ТН 35 и 6 кВ	6
	Положение РПН трансформаторов	38
	Земля в сети 35 и 6 кВ	4
	Сигналы системы охранной пожарной сигнализации	4
Авария и неисправность на ПС		3
Телеуправление	Выключатели 110,35 и 6 кВ	62
Телеизмерения (P,Q,I,U,f,t)	Данные о параметрах 110 кВ	53
	Данные о параметрах 35 кВ	83
	Данные о параметрах 6 кВ	203
	Температура в ОПУ и ОРУ	2
Общее количество сигналов		604

Данные о параметрах включают в себя следующую информацию:

- напряжение каждой фазы;
- ток каждой фазы;
- активная, реактивная и полная мощность каждой фазы и суммарная;
- частота.

Настоящим проектом предусматривается технологическая аварийно-предупредительная сигнализация для извещения оперативного персонала о возникновении нарушений в ходе технологического процесса на подстанции в следующем объеме:

- сигнализация при аварийных ситуациях на подстанции;
- сигнализация об обнаруженных неисправностях технических средств.

Для сбора и передачи телемеханической информации проектом предусмотрено использование комплекса телемеханики и диспетчерского контроля АКП «Исеть» производства НТК «Интерфейс» г.Екатеринбург.

Для измерения, контроля и учета технологических параметров используются цифровые измерительные преобразователи Satek PM130P Plus, классом точности 0,5S.

Телеуправление положением выключателей выполняется с помощью блоков ТУ430. Телесигнализация положения выключателей, положения тележек выключателей выполняется с помощью блоков ТС430.

Сигналы о положении главных заземляющих ножей разъединителей предусматривается получать в КП «Исеть» с терминала оперативной блокировки разъединителей.

КП «Исеть» обеспечивает прием и передачу сигналов телеизмерения от измерительных преобразователей PM130P Plus, предварительную обработку информации, ее накопление в архивах и передачу информации в канал связи. Все передаваемые параметры сопровождаются метками единого астрономического времени.

Размещение оборудования телемеханики выполняется в ОПУ, ЗРУ 35 и ЗРУ 6 кВ. Электропитание аппаратуры телемеханики в ОПУ осуществляется от сети переменного тока 220 В с резервированием от источников бесперебойного питания. Питание коммуникационных контроллеров Синком IP/DIN, модулей ТС430 и ТУ430 предусматривается от преобразователя 24 В.

На подстанции предусматриваются средства внешней связи с учетом:

- развития единой цифровой сети связи энергосистемы;
- необходимых направлений передачи информации, требуемого количества каналов связи, требованиям по условию передачи данного вида информации (скорость, время, надежность и т.д.).

На реконструируемом участке сети предусматриваем организацию связи по оптико-волоконным линиям связи (ВОЛС).

Для организации связи по ВОЛС предусматриваются оптические мультиплексоры UMUX-1500.

Для передачи данных предусматривается GSM/GPRS контроллера ТС 65. Для реализации волоконно-оптической связи между ПС «Биробиджан», «ЧТФ», и «БВС» принят самонесущий оптоволоконный кабель (ОКСН) марки ОКЛЖ-Т-01-6-32-10/125-0,36/0,22-3,5/18-20,0.

Оборудование связи размещается в шкафах аппаратуры связи, установленных в ОПУ. Коммутационное оборудование предусматривается установить в отдельном распределительном шкафу, типа KRONE.

Основное электроснабжение аппаратуры связи, телемеханики и учета электроэнергии предусматривается осуществлять от сети собственных нужд переменного тока ПС.

Резервное электроснабжение аппаратуры связи предусматривается осуществлять от источника бесперебойного питания ИПБ «Elektro» серии NTX, запитанного от шкафа распределения собственных нужд. Время работы в автономном режиме 6 часов. Электропитание осуществляется переменным током напряжением 220 В.

2.10 Анализ необходимости проведения мероприятий по реконструкции существующей сети 110 кВ, связанных с включением в сеть ПС «ЧТФ»

При включении в сеть 110 кВ вновь спроектированной ПС 110 кВ «ЧТФ» необходимо будет установить две дополнительные ячейки на ПС 110 кВ «БВС» (на обходную и одну рабочую систему шин 110 кВ).

Выбор выключателей и разъединителей, для требуемых ячеек будет аналогичен выбору вводных выключателей 110 кВ на ПС «ЧТФ», поэтому выбираем к установке выключатели ВЭБ-110П*-40/2500УХЛ1 и разъединители марки РГП-2-110/1000 УХЛ1.

Для сохранения режима работы ПС 110 кВ «БВС», без перерывов в электроснабжении потребителей, рекомендуется выполнить перенос перемычки 110 кВ из ячейки № 2 в ячейку № 8, что позволит освободить необходимое место под завод линии 110 кВ.

После строительства, ОРУ 110 кВ ПС «ЧТФ» будет подключено к существующим ВЛ с диспетчерскими наименованиями «С-30» и «С-31», для этого необходимо будет включить ВЛ 35 кВ С-30 и С-31 (построенную в габарите 110 кВ) в разрез ВЛ 110 кВ «Биробиджан-БВС» со строительством одного пролета каждой ВЛ.

Кроме того, для реализации выбранного варианта сети 110 кВ (вариант 2) необходимо строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ от разреза линии 110 кВ «СК-Унгун» до ПС 110 кВ «БВС», длиной 1,2 км со стороны ПС «СК» и 2,5 км со стороны ПС «Унгун». 288 А

2.10.1 Определение требуемого сечения провода вновь подключаемых ВЛ 110 кВ

Сечение провода ВЛ определяется с учетом работы сети в аварийном режиме, по значению длительно допустимого максимального тока провода.

С начала произведем проверку существующих сечений ВЛ и выбор для вновь строящихся ВЛ на участке сети 110 кВ «Биробиджан-ЧТФ-БВС». Из расчета режима, максимальное значение тока в линии «Биробиджан-ЧТФ», в аварийном режиме работы сети (т.е. при отключении ВЛ «Биробиджан-СК») будет составлять 193 А.

На сегодняшний день ВЛ С-30 и С-31 выполнены проводом марки АС сечением 185 мм², поэтому, необходимо будет только установить провод данного сечения на строящийся участок (порядка 120 м).

Участок расчетной схемы режима работы сети 110 кВ представлена на рисунке 16.

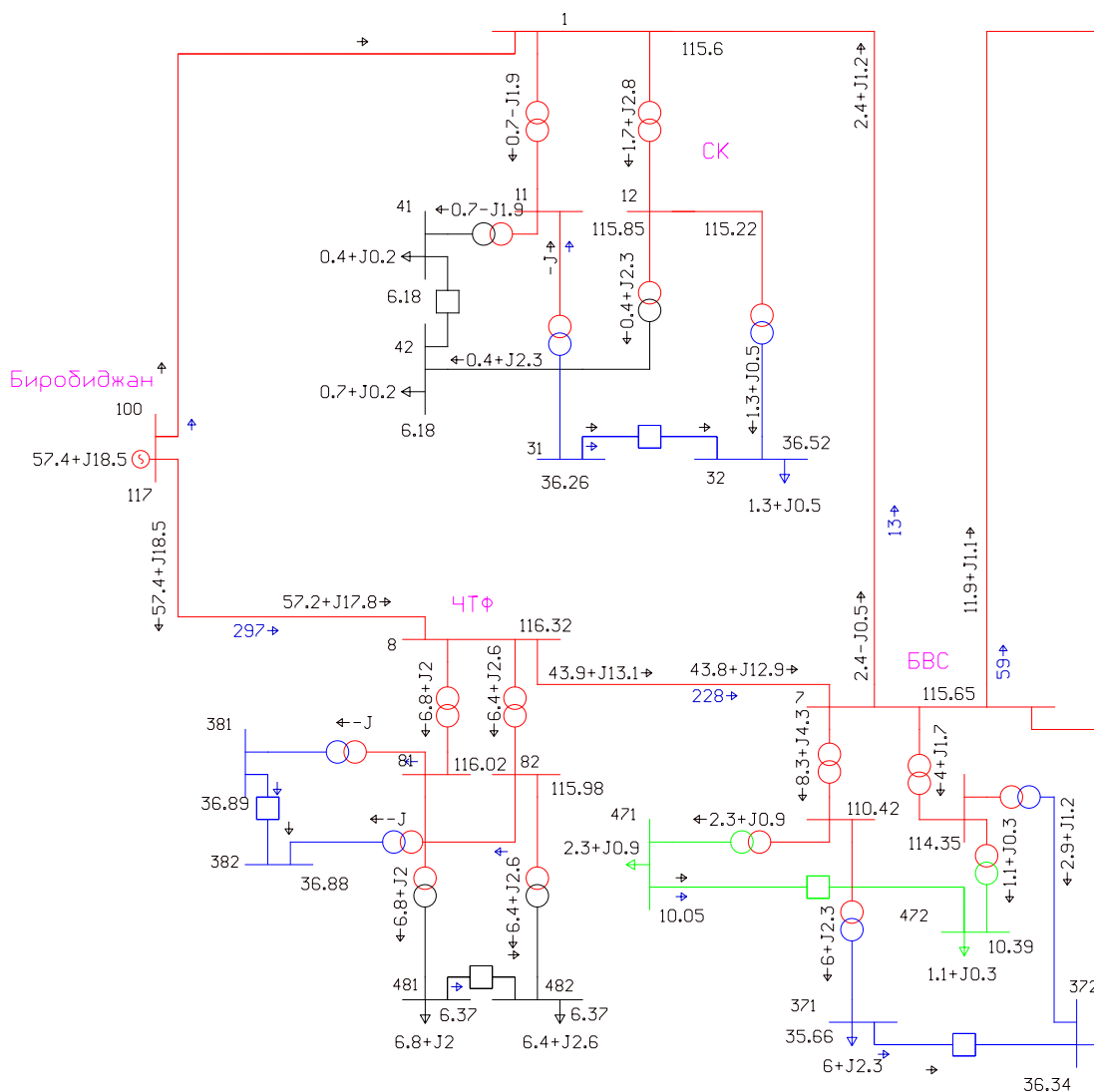


Рисунок 16 – Расчетная схема участка сети 110 кВ при отключении ВЛ 110 кВ «Биробиджан-СК»

Теперь произведем выбор сечения проводников для вновь строящихся участков ВЛ 110 кВ со стороны ПС «СК» и ПС «Унгун» до ПС «БВС». Из расчета режима определили, что наибольшая токовая нагрузка на ВЛ 110 кВ «СК-«БВС» будет в режиме отключенной ВЛ 110 кВ «Биробиджан-ЧТФ» и составит 288 А.

В расчетной модели принималось сечение провода 120 мм². Участок расчетной схемы представлен на рисунке 17.

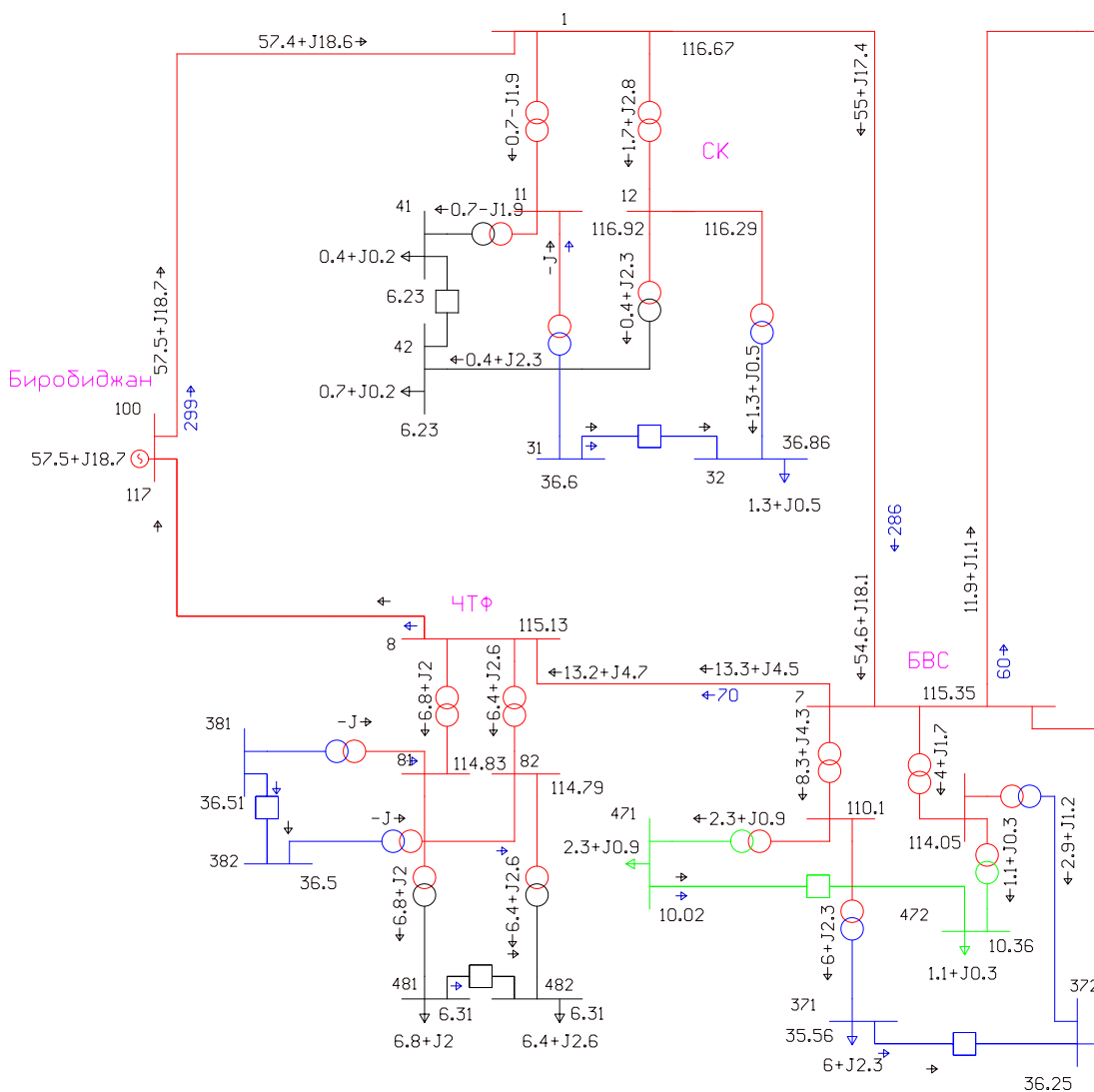


Рисунок 17 – Расчетная схема участка сети 110 кВ, при отключении ВЛ 110 кВ «Биробиджан-ЧТФ»

Для провода АС-120 максимальный длительно допустимый ток, согласно справочных данных (4) составляет 390 А, откуда следует вывод о допустимости применения меньшего сечения, однако, для возможности резервирования некоторых ПС 35 кВ по сети 35 кВ от ПС «ЧТФ», даже при отключенной ВЛ 110 кВ «Биробиджан-ЧТФ», делаем выбор в сторону большего сечения.

Тем самым увеличивая надежность электроснабжения и применения ремонтных режимов без погашения потребителей.

3 АНАЛИЗ НЕОБХОДИМЫХ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ ПО УКРУПНЕННЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

В данной работе рассматривается строительство новой ПС 110/35/6 кВ «ЧТФ», строительство участка ВЛ 110 кВ от разреза ВЛ 110 кВ «Биробиджан-БВС» до ВЛ С-30, 31, а также установка двух дополнительных ячеек 110 кВ на ПС «БВС».

Оценим необходимые капиталовложения по модернизации сети 110 кВ по «Укрупненным показателям стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ», разработанным АО «ФСК ЕЭС», утвержденным Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385. Укрупненные стоимостные показатели применяются для оценки стоимости расширения (реконструкции) ПС. Данные показатели приведены по отдельным основным элементам, к которым относятся:

- распределительные устройства и отдельные ячейки выключателей;
- трансформаторы (автотрансформаторы);
- шунтирующие реакторы.

Укрупненные стоимостные показатели приведены в базисном уровне (относительно цен 2010г.) и не включают НДС. Базисный показатель стоимости умножается на территориальный повышающий коэффициент, который для Еврейской автономной области составляет 1,5.

Стоимость прокладки ВОЛС в грозотросе ВЛ 110 кВ учитывается в размере 360 тыс. руб/км, с учетом оборудования связи на концах ВЛ.

Таблица 24 – Укрупненные показатели стоимости строительства ВЛ 110 кВ

<i>Длина строящейся ВЛ</i>	<i>Базисный показатель стоимости ВЛ, тыс.руб/км</i>	<i>Показатель стоимости прокладки ВОЛС, тыс.руб.</i>	<i>Территориальный повышающий коэффициент для ЕАО</i>	<i>Итого, тыс.руб.</i>
0,24	12100	960	1,5	4701,6
1,2	12100	960	1,5	23508,0
2,5	12100	960	1,5	48975,0
Итого				77184,6

Для получения полной стоимости ВЛ и ВОЛС, к стоимости полученной в таблице 24 добавляем следующие затраты:

2 % - временные здания и сооружения;

11 % - проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

2 % - содержание Дирекции строительства;

5 % - прочие работы и затраты.

Т.о. к сумме полученной в таблице 24 необходимо добавить 20 %.

$$K_{ВЛ} = Z_{ВЛ} + Z_{дооб.ВЛ, \%}, \quad (43)$$

где $K_{ВЛ}$ - полное значение капиталовложений по укрупненным показателям, тыс.руб;

$Z_{ВЛ}$ - стоимость затрат на строительство ВЛ и прокладку ВОЛС, по укрупненным показателям, тыс.руб;

$Z_{дооб.ВЛ, \%}$ - стоимость дополнительных затрат на строительство ВЛ и ВОЛС, тыс.руб.

$$K_{ВЛ} = 77184,6 + \frac{77184,6 \cdot 20}{100} = 92621,5 \text{ тыс.руб.}$$

При определении укрупненного показателя стоимости строительства ПС, рассчитываем стоимость строительства ПС «ЧТФ» а также замену трансформатора на ПС «Ленинск» и «БВС»

Таблица 25 – Укрупненные показатели стоимости строительства ПС «ЧТФ»

Показатель стоимости трансформатора 16МВА тыс.руб	Показатель стоимости ячейки трансформаторного оборудования, тыс.руб	Показатель стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ-6кВ, тыс.руб	Показатель стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ-35кВ, тыс.руб	Показатель стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ-110 кВ, тыс.руб	Территориальный повышающий коэффициент для ЕАО	Итого, тыс.руб.
17300x2	4030x2	6600x3	8100x3	11300x5	1,5	143260

Таблица 26 – Укрупненные показатели стоимости реконструкции ПС «БВС» и «Ленинск»

Показатель стоимости трансформатора 16МВА тыс.руб	Показатель стоимости ячейки трансформаторного оборудования ,тыс.руб	Показатель стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ-6кВ, тыс.руб	Показатель стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ-35кВ, тыс.руб	Показатель стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ-110 кВ, тыс.руб	Территориальный повышающий коэффициент для ЕАО	Итого, тыс.руб.
17300x1	-	-	-	-	-	25950
24200x1	-	-	-	-	-	36300

Для получения полной стоимости ПС, к сумме показателей, полученных в таблице 25, 26 добавляем следующие затраты:

2 % - благоустройство, временные здания и сооружения;

11 % - проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

8 % - затраты на общеподстанционные устройства: автоматизация, управление и связь;

15 % - затраты на подготовку территории, строительство зданий, ограждения и инженерных сетей (срезка растительного слоя, подсыпка и выравнивание площадки, водоснабжение и пожаротушение, канализация, маслоуловители, общестанционные здания и сооружения);

2 % - содержание Дирекции строительства;

5 % - прочие работы и затраты.

Путем сложения, получаем, что к итоговой сумме по таблице 25 необходимо добавить 43 %. Итого получаем:

$$K_{ПС} = Z_{ПС} + Z_{доб.ПС, \%}, \quad (44)$$

где $K_{ПС}$ - полное значение капиталовложений по укрупненным показателям, тыс.руб;

$Z_{ПС}$ - стоимость затрат на строительство ПС, по укрупненным показателям, тыс.руб;

$Z_{\text{доб.ПС, \%}}$ - стоимость дополнительных затрат на строительство ПС, тыс.руб.

$$K_{\text{ПС}} = 205510 + \frac{205510 \cdot 43}{100} = 293879,3 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, полную величину капиталовложений определим:

$$K_{\text{общ.}} = K_{\text{ПС}} + K_{\text{вл}} = 204861,8 + 92621,5 = 297483,3 \text{ тыс.руб.}$$

4 РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ НА ПС 110 кВ. ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА И ЧС

Произведем анализ безопасности производства работ на ПС «ЧТФ» оперативным персоналом.

Технологическим процессом на подстанции является преобразование и распределение электрической энергии. Устанавливаемое оборудование выбирается по номинальному напряжению присоединений, максимальному длительному току, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания, в строгом соответствии с отраслевыми нормами и требованиями (ПУЭ, ПТЭ, Нормы технического проектирования и др.). Выполнение проектных решений при строительстве, монтаже и пуско-наладочных работах контролируются службой технического надзора эксплуатирующей организации.

Режимы труда и отдыха работников, занятых на выполнении всех видов работ на подстанции, определяются правилами внутреннего распорядка предприятия в соответствии с законодательством РФ и законодательством субъектов РФ.

Устройство, эксплуатация и ремонт оборудования на проектируемой ПС должны отвечать требованиям нормативных актов по охране труда. Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемый при

обслуживании оборудования должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда.

Организация и проведение конкретных видов работ должны выполняться в соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00), с выполнением требований «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», и в соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда на высоте» ПОТ РМ-012-2000 и другими ведомственными нормативными документами.

Вследствие работы силового (трансформаторы, провода ЛЭП и компрессоры) и вспомогательного электрооборудования подстанции возникают шумы. В основном источниками шумов являются системы охлаждения трансформаторов и шунтирующих реакторов. Кратковременно шумы создают компрессоры в время пополнения ресиверов сжатым воздухом. Шумы, создаваемые проводами ЛЭП, вызваны возникновением коронирующих разрядов на поверхности проводов, это явление хорошо выражено на линиях 110 кВ.

При работе на энергообъектах персонал подвергается воздействию вредных производственных факторов. Источниками потенциальной опасности для здоровья людей являются, кроме параметров микроклимата и производственного шума, также следующие техногенные факторы:

- химические вещества;
- электромагнитное поле.

Отдельную группу влияющих на здоровье персонала факторов составляют:

- тяжесть труда (нагрузка на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма);
- напряженность труда (нагрузка на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу – интеллектуальная, эмоциональная нагрузка, степень монотонности нагрузок, режим работы).

Соблюдение соответствия норм опасных и вредных производственных факторов характеру выполняемой работы обеспечивается нормированием указанных факторов.

Оценка тяжести и напряженности трудового процесса выполняется в соответствии с Руководством Р 2.2.755-99 «Гигиенические критерии оценки и классификации условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести, напряженности трудового процесса».

Оценка электромагнитного поля промышленной частоты 50 Гц осуществляется отдельно по напряженности электрического поля в кВ/м и напряженности магнитного поля в А/м или его индукции в мкТл. При принятых в соответствии с ПУЭ конструктивных и технических решениях предельно-допустимые уровни напряженности электрического поля и магнитного поля не превышают гигиенические нормы, установленные СанПин 2.2.4.1191-03 и ГОСТ 12.1.002-84, соответственно 5 кВ/м и 80 А/м при общем воздействии в течении рабочей смены (8 часов). В связи с этим специальные меры безопасности от влияния электромагнитного поля для проектируемой ПС «ЧТФ» не требуются.

Следует также иметь в виду, что в зоне влияния в момент прикосновения человека к металлическим незаземленным частям возможны электрические разряды, которые недопустимы независимо от времени их воздействия. Поэтому при проведении работ необходимо предусмотреть индивидуальные меры безопасности с целью исключения электрических разрядов, особенно при работе на высоте.

К таким мерам относится обязательное заземление всех металлических элементов, на которых ведутся работы, использование обуви с токопроводящей подошвой, снижение напряженности электрического поля в местах ведения работ до 5 кВ/м путем установки переносных экранов и др.

Для избегания попадания электрических разрядов на человека, работы связанные с подъемом на оборудование и конструкции в зоне влияния

должны производиться только с применением экранирующих средств независимо от продолжительности работ. Исключение составляют все виды работ на силовых трансформаторах и шунтирующих реакторах (кроме токоведущих частей вводов), где по условиям биозащиты в связи с большой экранирующей массой самого бака, никаких дополнительных мер защиты не требуется.

Персонал, осуществляющий оперативное, техническое и ремонтное обслуживание проектируемых сооружений, должен быть обеспечен специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты и «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», утвержденными Постановлением Министерства труда и социального развития РФ от 19.12.1998 №51.

В ОРУ 110 кВ и выше должен быть предусмотрен проезд для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий.

При работе в ОРУ применяются индивидуальные средства защиты. К ним относятся: каски защитные и комплекты индивидуальные экранирующие.

Каски являются средством индивидуальной защиты головы работающего от механических повреждений, агрессивных жидкостей, воды, поражения электрическим током при случайном прикосновении к токоведущим частям под напряжением до 1000 В.

В зависимости от условий применения каска может комплектоваться утепляющим подшлемником и водозащитной пелериной, противошумными наушниками, щитками для сварщиков и головными светильниками.

Общие технические требования к каскам и методы их испытаний после изготовления изложены в ГОСТ 12.4.128-83.

Каски состоят из двух основных частей: корпуса и внутренней оснастки (амортизатора и несущей ленты). Корпус каски изготавливают сплошным или составным, с козырьком или полями, без внутренних ребер жесткости.

Для изготовления касок применяют нетоксичные материалы, устойчивые к действию серной кислоты, минеральных масел, автомобильного бензина и дезинфицирующих средств.

Каски должны сохранять свои защитные свойства в течение установленного срока эксплуатации. Срок эксплуатации устанавливается в нормативно-технической документации на конкретный тип каски.

В части экологии проведем анализ возможного негативного воздействия проектируемого объекта.

В период эксплуатации подстанции источники загрязнения атмосферы будут отсутствовать, воздействие на атмосферу будет происходить только от транспорта и строительной техники при выполнении строительства. В связи с рассредоточением во времени и пространстве строительных машин и механизмов, их незначительной численностью (максимум несколько единиц техники) и работой на открытом воздухе, накопление повышенных концентраций происходить не будет ввиду быстрого рассеивания, превышений ПДК (предельно допустимой концентрации) не будет. По этим причинам мероприятия по охране атмосферы от загрязнения в данном проекте не требуются.

Для исключения возможности загрязнения поверхностных и подземных вод сточными водами и трансформаторным маслом на подстанции предусмотрено:

применение трубопроводов стойких к коррозионному воздействию жидких сред;

– устройство маслосборников с соответствующими коммуникациями для аккумуляции аварийных сбросов трансформаторного масла;

- устройство защитной гидроизоляции маслоборника, являющегося потенциальным источником загрязнения подземных вод;
- устройство и ограждение маслоприемных ям при установке маслonaполненного оборудования;
- перекачка трансформаторного масла в передвижные емкости и передача его на переработку на специализированные предприятия и повторное использование.

Таким образом ливневые и талые сточные воды не будут выносить с территории подстанции загрязняющие вещества. Иные источники загрязнения гидросферы отсутствуют.

Производственный цикл электрических подстанций при эксплуатации не предполагает образования промышленных отходов производства, но при строительстве имеют место промышленные отходы, по мере накопления они складываются на территории площадки подстанции для исключения загрязнения окружающей среды, по окончании работ отходы вывозятся для утилизации.

Наименование отходов и класс опасности прогнозируемых отходов приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Отходы строительно-монтажных работ.

Наименование отходов	Количество отходов, м3	Способ утилизации
Отходы, содержащие сталь в кусковой форме	0,222	Сдаются, как вторсырье
Остатки и огарки стальных сварочных электродов	0,037	Сдаются, как вторсырье
Бой железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме	360,47	Передаются для хозяйственного использования (строительства)
Отходы древесных строительных лесоматериалов, в том числе от сноса и разработки строений	0,330	Безвозмездно передаются местному населению как дрова или для хозяйственного использования.

Так как в дипломном проекте предусматривается строительство линии электропередачи напряжением 110 кВ, то возникает вопрос об изъятии земли из землепользования.

При создании новых ЛЭП существует два вида изъятия земель из землепользования:

а) временное (площадь, на время строительства ЛЭП, шириной зависящей от номинального напряжения ЛЭП);

б) постоянное (площадь земли равная площади основания опоры плюс полоса земли шириной 2 м в каждую сторону).

Площадь земли изымаемая во временное пользование определяется по формуле

$$S_{\text{вр}} = a_{\text{вр}} \cdot L_{\text{вл}}, \quad (45)$$

где $a_{\text{вр}}$ – ширина зоны вдоль трассы ЛЭП, в зависимости от класса номинального напряжения ЛЭП, отводимое во временное пользование. Для нашего случая данная величина составляет 12 м (табл.1 /18/).

$L_{\text{вл}}$ – длина трассы ЛЭП.

Площадь земли изымаемая в постоянное пользование определяется по формуле:

$$S_{\text{пост}} = (a + 2) \cdot (b + 2) \cdot n_{\text{оп}}, \quad (46)$$

где a – ширина площади занимаемой одной опорой

b – длина площади занимаемой одной опорой

n – число опор рассматриваемой ЛЭП.

Произведем расчет площади земли изымаемой во временное и постоянное пользование.

Исходная информация для расчета:

Длина трассы ЛЭП $L_{\text{вл}}=4,36$ км;

Ширина зоны вдоль трассы ЛЭП отводимая во временное пользование $a_{вр}=33\text{м}$;

Ширина площади занимаемой одной опорой $a=12,6\text{ м}$;

Длина площади занимаемой одной опорой $b= 12,6\text{ м}$;

Общее число опор $n_{оп}= 27$;

По формуле (150) определяем площадь земли, изымаемую на временное пользование для одной ЛЭП:

$$S1_{вр}=12*4360=52320\text{ м}^2$$

По формуле (150) определяем площадь земли, изымаемую в постоянное пользование для одной ЛЭП:

$$S1_{пост}=(12,6 +2)*(12,6 +2)*27=5755,3\text{ м}^2$$

Таким образом был произведен расчет отвода земли на проектируемую ВЛ 110 кВ «Биробиджан-ЧТФ».

На подстанции «ЧТФ» возможны чрезвычайные ситуации в случае возникновения пожаров на территории подстанции, взрывов силового оборудования подстанции.

К пожароопасному оборудованию относятся все типы силовых трансформаторов, масляных выключателей, склады масла, шкафы КРУ.

К взрывоопасным помещениям относятся помещения стационарных аккумуляторных батарей.

Основные объекты подстанции, к которым должны применяться противопожарные мероприятия: узлы установки трансформаторов и автотрансформаторов, помещения ОПУ, помещения аккумуляторных батарей, КРУ, открытые склады масла, маслосборник и т.д.

Так как на подстанции используется маслonaполненное оборудование то к пожарной безопасности предъявляются высокие требования. В случае взрыва трансформатора, высоковольтного выключателя или трансформатора тока и напряжения происходит выброс в окружающую среду содержащегося в аппарате масла, что очень часто сопровождается с его горением. При этом происходит полное погашение или отключение части ОРУ, что приводит к

снижению надежности выдачи мощности и ограничению выдаваемой потребителям электрической энергии, и в связи с этим появляется значительный ущерб.

Для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций на подстанции ЧТФ проводят регулярные осмотры электрооборудования, ремонт и техническое обслуживание, для предотвращения внезапного выхода из строя и для прогнозирования состояния электрооборудования в целом, а так же на подстанции предусмотрена система автоматического пожаротушения для силового оборудования.

Пожаротушение в случае небольшого пожара производится применением углекислотных (в электрических установках) огнетушителей, а в случае возникновения большого пожара вызывается городская пожарная бригада.

Для повышения противопожарной защиты, оповещения людей о возникновении пожара, предусматривается оборудовать средствами пожарной сигнализации ОПУ и КРУМ 35 и 6 кВ. Предусматривается установками средств пожарной сигнализации формировать дискретный сигнал при возникновении пожара с последующей передачей сигнала в диспетчерский пункт филиала «ЭС ЕАО».

В системе пожарной сигнализации используется система светозвукового оповещения о пожаре типа Маяк 12-КП и система световой индикации оповещения о пожаре (оповещатель световой Выход).

В зданиях ОПУ и диспетчерском пункте предусматриваются два эвакуационных выхода, что соответствует требованиям СНиП 2.01.02-85 и СНиП 2.09.02-85. На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение должны быть установлены указатели для выхода персонала. Двери на путях эвакуации открываются по направлению выхода из здания.

Согласно «Норм технологического проектирования станций и подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ» (ОНТП-78) для

предотвращения растекания масла и распространения пожара при аварии выполняются маслоприемники, молниеотводы, маслосборник.

После ликвидации пожара создается комиссия для расследования причины возникновения пожара, и составляются соответствующие документы.

Электропитание пожарной сигнализации предусматривается осуществлять от резервных источников питания Скат-1200 с аккумуляторами 12 В, 12 А/час, расположенными в отсеке блока питания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведен анализ работы существующей питающей кольцевой сети 110 кВ электрических сетей ЕАО, с целью ее расширения и увеличения пропускной способности. В результате проведенного исследования было принято решение о переводе 3 ПС 35/6 кВ (ПС «ЧТФ»), находящейся в непосредственной близости от сети 110 кВ, на напряжение 110 кВ и включении ее в кольцо 110 кВ, с заменой трансформаторов на трехобмоточные. Как показал анализ, данное техническое решение позволит не только увеличить возможности технического присоединения новых абонентов и решит вопрос ПС 35/6 кВ «ЧТФ», как «закрытого центра питания», но также существенно повысит уровень надежности электроснабжения уже существующих потребителей (расширит возможности резервирования фидеров 6 кВ). Кроме того, расширяются возможности резервирования других подстанций 35 кВ находящихся на территории г.Биробиджана и некоторых районов области, по сети 35 кВ от новой ПС 110/35/6 кВ «ЧТФ». Для осуществления данного решения были рассмотрены 2 варианта проектирования развития электрической сети 110 кВ.

Главным критерием выбора схемы развития сети 110 кВ, в данной работе является проведенный подробный анализ расчета режимов работы электрической сети 110 кВ, как нормального, так и аварийных (ремонтных). При этом были учтены нагрузки, заявленные на техническое присоединение в 2016 г. не только переводимой ПС «ЧТФ», но и других ПС 110 кВ кольцевой сети. Данный анализ позволяет оценить способность схемы работать с допустимыми показателями режима, при выводе в ремонт или аварийном отключении отдельных ее участков. Анализ электрических режимов был произведен для двух вариантов схем электрической сети 110 кВ. В ходе анализа выявлено, что одна из предложенных схем, с включенной в нее ПС «ЧТФ», не способна обеспечивать потребителей качественной

электроэнергией в некоторых аварийных (ремонтных) режимах. Расчет режимов проводился с использованием программного комплекса RastrWin3.

Таким образом, при помощи новейших достижений программного обеспечения в области расчетов в электроэнергетике, подробного анализа работы сети 110 кВ ЕАО и инженерно-технического подхода была разработана схема развития электрической сети 110 кВ ЕАО.

Разработаны мероприятия по безопасному производству работ на ПС 110 кВ, оперативным персоналом, изучено экологическое воздействие и возможность возникновения чрезвычайных ситуаций при внедрении данного проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М. – Стандартинформ. – 2014.
2. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н / Д. : Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с. : ил.
3. Еврейская автономная область: энциклопедический словарь \ Отв. ред. В.С. Гуревич, Ф.Н. Рянский. – Хабаровск: Изд-во «РИОТИП» краевой типографии, 2005. – 368 с., ил
4. Приказ Министерства энергетики РФ от 23.06.2015г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии».
5. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети. Учебник для ВУЗов. - М. : Энергоатомиздат, 2011г.
6. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М. : Энергоатомиздат, 2013. – 608 с.
7. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http : // www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru) – 30.04.2016 г.
8. Официальный сайт АО «ДРСК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http : // www.drsk.ru/](http://www.drsk.ru/) – 5.04.2016 г.
9. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
10. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М. : НЦ ЭНАС, 2003. - 192 с.

11. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2012. – 238 с.
12. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича и др.-3-е изд., перераб. и доп.-М. : ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2012.
13. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.30.010-2012.
14. Схемы электроснабжения. Справочник: учеб.пособие / Г.Н. Ополева. – М.: ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2008. – 480 с.
15. Официальный сайт ЗАО группа компаний Электрощит [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http: // www.electroshield.ru](http://www.electroshield.ru) – 07.05.2016 г.
16. Официальный сайт компании «Таврида электрик» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http: // www.tavrida.com](http://www.tavrida.com)– 08.05.2016 г.
17. Официальный сайт компании «УЗО-электро – официальный партнер Siemens» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http: // www.uzoelectro.ru](http://www.uzoelectro.ru)– 08.05.2016 г.
18. Официальный сайт ООО «АББ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http: // new.abb.com/ru](http://new.abb.com/ru)– 08.05.2016 г.
19. СТО 5694700729.240.124-2012 - Стоимостные показатели линий и подстанций 35-1150кВ. Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2012 № 136.
20. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: метод. Пособие для курсового проектирования. – 2-е изд., испр. / В.П. Шеховцов. – М. : ФОРУМ: ИНФРА-М, 2007. – 214 с., ил.
21. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. – М. : ФОРУМ : ИНФРА-М. : 2006. – 136 с.

22. Электрические аппараты. Справочник / И.И. Алиев, М.Б. Абрамов. – М. : Издательское предприятие РадиоСофт, 2007. – 256 с., ил.
23. Эксплуатация электрооборудования / Г.П. Ерошенко, А.П., А.П. Коломиец, Н.П. Кондратьева, Ю.А. Медведько, М.А. Таранов. – М. : КолосС, 2005. – 344 с. : ил
24. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: Интернет Инжиниринг, 2005. – 672 с. – ил.
25. Степановских А.С. Охрана окружающей среды / А.С. Степановских. – Курган: ГИПП "Зауралье", 1998. – 512 с., ил. - (Учебники и учебные пособия высш. учеб. заведений).
26. Официальный сайт ОАО «Союз-электро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://souzelectro.spb.ru>– 19.05.2016 г.
27. Официальный сайт АО «Электронмаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electronmash.ru>– 18.05.2016 г.
28. Официальный сайт ООО «ЮгЭнергоПром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ugenergoprom.ru>– 18.05.2016 г.
29. Филатов А.А. Обслуживание электроподстанций оперативным персоналом. – СПб. : Издательство ДЕАН, 2011.-368 с., ил.
30. Идельчик, В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М. : Энергоатомиздат, 2011.-288 с. : ил.
31. Козлов В.А., Билик Н.И., Д.Л. Файбисович Справочник по проектированию электроснабжения. – 2-ое изд., перераб. И доп. – Л. : Энергоатомиздат.2008. – 256 с. : ил.