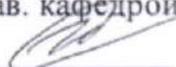


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

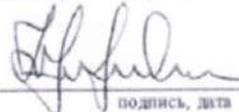
И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
«22» 06 _____ 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование инновационного развития электрической сети
Октябрьского энергорайона Еврейской автономной области.

Исполнитель
студент группы 842-ом 2  19.06.2020. В.К. Ерофеев
подпись, дата

Руководитель
канд.техн.наук, профессор  20.06.2020 Ю.В. Мясоедов
подпись, дата

Руководитель
магистерской программы
докт.техн.наук, профессор  22.06.2020 Н.В. Савина
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель  22.06.2020 Н.С. Бодруг
подпись, дата

Рецензент  24.06.2020 У.Б. Кузнецов
подпись, дата

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой



Н.В. Савина

« 06 » 04 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ерофеева Валерия Константиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование инновационного развития электрической сети Октябрьского энергорайона Еврейской автономной области

(утверждено приказом от 10.05.2020 г. № 548-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 19.06.2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: характеристика рассматриваемого района, анализ существующего энергорайона

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1) Характеристика объекта исследования 2) Проектирование развития рассматриваемой электрической сети 3) Выбор оптимального варианта развития сети 4) Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1 лист графической части, 36 таблиц, 45 формул, 8 рисунков, 5 приложений.

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

7. Дата выдачи задания

06.04.20

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,
профессор, кандидат технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата):



(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 103 страницы, 45 формул, 18 рисунков, 36 таблиц, 26 источников, 5 приложений.

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

Цель работы – разработать схему развития электрической сети Октябрьского энергорайона Еврейской автономной области. Проанализировать работу предложенной схемы с учетом спрогнозированных нагрузок и включения в сеть ПС «Графит».

Проведен анализ электропотребления участка электрической сети 110/35/10(6) кВ, электрических сетей Еврейской автономной области. На базе проведенного анализа были спрогнозированы нагрузки центров питания рассматриваемого района области. Рассмотрены и проанализированы все возможные варианты подключения к сети ПС «Графит». Произведен выбор количества, мощности и типов трансформаторов на вновь проектируемой подстанции «Графит», предложена схема подстанции с применением современного оборудования. Произведен расчет и анализ режимов работы электрической сети в нормальном и аварийных (ремонтных) режимах, при помощи современного программно-вычислительного комплекса RastrWin3.

По укрупненным показателям стоимости строительства подстанций и ЛЭП была произведена количественная оценка необходимых капитальных вложений.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика объекта исследования	10
1.1 Актуальность темы исследования	10
1.2 Исследование климато-географических характеристик района	11
1.2.1 Разведывательные работы графитового месторождения в Октябрьском районе Еврейской автономной области и заключения по итогам их проведения	14
1.3 Анализ существующей сети 110/35/10(6) кВ	15
1.3.1 Структурный анализ ЛЭП	16
1.3.2 Структурный анализ ПС	17
1.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	21
1.4.1 Моделирование существующего участка электрической сети	22
1.4.2 Анализ режимов существующей сети	23
2 Проектирование развития рассматриваемой электрической сети	29
2.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	29
2.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	31
2.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Графит на напряжение 35 кВ	31
2.2.2 Расчет токов короткого замыкания 35 кВ	36
2.2.3 Выбор выключателей	39
2.2.4 Выбор комплектных распределительных устройств 35 кВ	44
2.2.5 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Графит на напряжение 110 кВ	52
2.2.6 Расчет токов короткого замыкания 110 кВ	53

2.2.7	Выбор выключателей	56
2.2.8	Выбор комплектны распределительных устройств 110 кВ	57
3	Выбор оптимального варианта развития сети	63
3.1	Капиталовложения	63
3.2	Расчет эксплуатационных издержек	67
3.3	Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	69
3.4	Оценка экономической эффективности проекта	70
3.4.1	Оценка экономической эффективности варианта №1	70
3.4.2	Оценка экономической эффективности варианта №2	75
4	Безопасность и экологичность	76
4.1	Безопасность	76
4.1.1	Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ	78
4.1.2	Требования безопасности при обслуживании КРУЭ	82
4.2	Экологичность	83
4.3	Чрезвычайная ситуация	87
	Заключение	91
	Библиографический список	92
	Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	94
	Приложение Б Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin	95
	Приложение В Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin	98
	Приложение Г Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin	99
	Приложение Д Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin	102

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей магистерской диссертации использованы ссылки на следующие стандарты и нормы:

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.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей магистерской 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;
- 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.

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.

Отдельно, особого рассмотрения требует вопрос электроснабжения горно-обогатительного комбината по добыче графита, решение о строительстве которого было принято весной 2015 г. Такой крупный потребитель (заявленная мощность на технологическое присоединение составляет 18 МВт) внесет существенные изменения в работу существующей сети 110/35/10(6) кВ энергоузла Еврейской автономной области и без тщательного подхода, рассмотрения всех возможных вариантов подключения к сети и производства расчетов может ухудшить качество электроснабжения существующих потребителей.

Актуальность настоящей магистерской диссертацией обусловлена строительством и последующим вводом в эксплуатацию горно-обогатительного комбината по добыче графита, для надежного электроснабжения потребителей принято решение спроектировать ПС «Графит» и предусмотреть анализ работы сети Октябрьского энергорайона Еврейской автономной области с рассмотрением возможных вариантов ее развития.

Научная новизна работы заключается в инженерно-техническом подходе и глубоком анализе параметров работы каждого из разработанных вариантов схем, и развития электрических сетей с использованием инновационного оборудования, что позволит не только принять правильное решение по присоединению новой подстанции к сети, но и позволит улучшить надежность электроснабжения в аварийных или ремонтных режимах. Выбор наиболее эффективного варианта также позволит исключить необходимость дополнительных материальных затрат и наиболее эффективно использовать вложенные средства.

Необходимо расчетным путем исследовать работу электрической сети с включением в нее ПС «Графит» при различных вариантах подключения, оценить режимные параметры работы оборудования и показатели качества электроэнергии, не только в нормальном режиме работы сети, но и в ремонтных (или аварийных) режимах.

Первостепенными критериями при разработке схемы развития электрической сети Октябрьского энергорайона Еврейской автономной области в данной работе являются:

- обеспечение нового потребителя качественным и надежным электроснабжением, без ущерба для уже имеющих потребителей;
- работа всех центров питания, после включения в схему ПС «Графит», с допустимыми параметрами режима, не только при нормальной схеме работы, но при аварийных отключениях или производстве плановых (аварийно-восстановительных) работ, без ограничения электроснабжения потребителей;
- применение новейших научно-технических разработок в схеме, позволяющих улучшить режимные параметры сети.

Практическая ценность работы заключается в разработке схемных и технических решений по осуществлению надежного и эффективного электроснабжения вновь вводимых потребителей Октябрьского энергорайона ЕАО.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Актуальность темы исследования

В последние годы на территории Еврейской автономной области активно развивается добывающая промышленность. Так новым мощным промышленным объектом стал Кимкано-Сутарский горно-обогатительный комбинат. На сегодняшний день он еще не освоил всю свою заявленную мощность в полном объеме. Ведутся разведывательные работы в части добычи графита и магнезитов, продолжает свою деятельность Кульдурский бруситовый рудник. Увеличивает объемы производства и уже известный Биробиджанский завод силовых трансформаторов, мощными темпами развивается также коммунально-бытовое строительство. 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 реконструкции существующей питающей сети, чтобы сделать возможным подключение новых потребителей электрической энергии, а также для увеличения надежности всех потребителей.

Требуется расширение электрических сетей, а также увеличение значения присоединенной мощности, т.е. мощности трансформаторов на подстанциях, с соответствующей заменой электрооборудования и сетей.

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

Отдельно, особого рассмотрения требует вопрос электроснабжения горно-обогатительного комбината по добыче графита, решение о строительстве которого было принято весной 2015 г. Ввод в эксплуатацию

намечен на 2020 год. Такой крупный потребитель (заявленная мощность на технологическое присоединение составляет 16 МВА) со специфическим характером нагрузки внесет существенные изменения в работу существующей сети 110/35/10(6) кВ энергоузла Еврейской автономной области и без тщательного подхода, рассмотрения всех возможных вариантов подключения к сети и производства расчетов может ухудшить качество электроснабжения существующих потребителей.

Таким образом, рассмотрение Октябрьского энергорайона с включением в нее дополнительной подстанции является, на сегодняшний день самым актуальным вопросом. Основной задачей данной работы является рассмотрение и анализ возможных вариантов подключения к существующей сети новой ПС «Графит» и исследование параметров работы сети с ПС «Графит», оценке влияния включения данной подстанции на электроснабжение существующих потребителей.

Необходимо расчетным путем исследовать работу электрической сети с включением в нее ПС «Графит» при различных вариантах подключения, оценить режимные параметры работы оборудования и показатели качества электроэнергии, не только в нормальном режиме работы сети, но и в ремонтных (или аварийных) режимах.

Таким образом, данный вопрос требует особого внимания, поскольку ошибки в подходе и в расчетах могут сказаться на качестве электроснабжения новых и уже имеющихся в схеме потребителей, затруднить ремонтные или аварийно-восстановительные работы в сети, а также привести к нерациональному расходованию денежных средств и дополнительных вложений в будущем.

1.2 Исследование климато-географических характеристик района

Еврейская автономная область, конституционный объект РФ, на западе граничащая с Амурской областью, на севере и востоке с Верхне-Буреинским и Хабаровским районами Хабаровского края, на юге граница области совпадает с государственной границей России с Китаем.

Наибольшее протяжение с Запада на Восток – 330 км, с севера на юг – 200 км, а наименьшее (в восточной части области) – 20 км.

Площадь области 36,3 тыс. км². Занимая левобережье южной излучины Амура, область находится в благоприятных физико- и экономико-географических условиях. Амурская водная транспортная артерия связывает ее южные районы не только с ближайшими городами: Благовещенском и Хабаровском, но обеспечивает выход к морям Тихого океана. Транссибирская железнодорожная магистраль, ее ответвления на Ургал, Комсомольск-на-Амуре, Советскую Гавань, связывают территорию области с центром России и соседними областями. Окончание строительства автомагистрали Чита-Хабаровск и автомобильного перехода через р.Амур в районе г.Хабаровска дали дополнительный импульс экономическому развитию области.

Поверхность территории области представлена двумя типами рельефа: горным и равнинным. Горные области – южная часть обширной Хингано-Буреинской горной системы, занимающая примерно половину территории: Малый Хинган на северо-западе и Кульдурино-Биджанская цепь гор в центральной части. Другая часть территории, простирающаяся на юге и востоке области, представляет западную окраину Среднеамурской (Амуро-Сунгарийской) равнины. Высота гор колеблется от 300 до 1400 м. В целом для этой территории характерны четко выраженные водоразделы, крутые склоны и глубокие речные долины с плоскими днищами. В районе Лондоко и Кимкана на карбонатных горных породах развились кастровые формы рельефа как поверхностного (трещины, воронки), так и глубинного характера (пустоты).

Особенности климата Еврейской автономной области определяются гидротермическими различиями между азиатским континентом и Тихим океаном, обусловленные муссонной циркуляцией атмосферы.

Зимой на территории области господствуют ветры северо-западного и северного направлений, которые приносят с континента холодный и сухой

воздух, определяя тем самым суровую и малоснежную зиму с преобладанием ясной погоды. Зима на территории области имеет продолжительность от 152 до 165 дней. Первые осенние заморозки начинаются 20 сентября – 7 октября, а устойчивый снежный покров обычно образуется в третьей декаде октября. Самым холодным месяцем является январь (среднемесячная температура -22-24 °С). Абсолютный минимум достигает -49 °С.

Среднегодовое количество осадков распределяется в разных районах области не равномерно (от 644 до 758 мм). На зимний период года приходится всего 5-15 % от годовой суммы осадков. Из-за небольшого снежного покрова и низких температур промерзание почвы достигает 150-200 см.

Весна на территорию области приходит в середине первой декады апреля. Лето наступает, как правило, в середине июня и длится до середины сентября. Летом преобладают влажные океанические воздушные потоки южного и юго-восточного направления. Самый теплый месяц лета – июль, со среднемесячной температурой +20, +22 °С. Абсолютный максимум температуры +40 °С. В горных районах области лето значительно прохладней.

На теплый период года приходится 85 % осадков, которые распределяются по месяцам неравномерно. Коэффициент увлажнения в области повсюду выше единицы, поэтому территория избыточно влажная.

Население области, как и в целом всего Дальнего Востока, стабильно росло в основном за счет переселенцев из западных районов страны, а также естественного прироста. Численность населения в Еврейской автономной области к 1992 году составляло 221,5 тыс.чел. Однако по результатам переписи 01.01.1998 г. население области сократилось до 205,1 тыс.чел., а по данным 2015г. эта цифра уже составляет 168,4 тыс.чел., и по настоящее время продолжает сокращаться. Причиной изменения демографической ситуации в области явились резко

ухудшившееся положение дальневосточников, что привело к сокращению количества браков и снижению рождаемости, переезду жителей области в центральные районы России, в страны ближнего зарубежья, а также значительной эмиграцией еврейского населения в Израиль.

Рассматриваемый участок электрической сети 110/35/10(6) кВ находится в двух районах автономии: Ленинский и Октябрьский муниципальные районы. Примерно 30 % населения этих районов заняты на промышленных предприятиях оснащенных современным оборудованием.

1.2.1 Разведывательные работы графитового месторождения в Октябрьском районе Еврейской автономной области и заключения по итогам их проведения

Союзненское месторождение является одним из крупнейших в России месторождений графита, расположенное на левом берегу Амура у села Союзное Октябрьского района Еврейской автономной области. Залежи графита высокого качества в объеме 8,7 млн.тонн позволяют вести добычу открытым способом.

Еще в 2012 году «Компания "Дальневосточный графит", которая является дочерним предприятием «Группы «Магнезит» начала работу в Еврейской автономной области по разведке графитового месторождения. «Группа «Магнезит» представлена не только в России, но и в Европе и в Китае. Разведка месторождения проходила довольно сложно, так как «лицензионная площадь» примыкает непосредственно к государственной границе России с Китаем. Было пробурено 3500 метров разведочных скважин (месторождение очень крупное). В процессе разведки было отобрано 5,5 тысяч проб, которые были изучены в лабораторных условиях. Опыты применения графита Союзненского месторождения в промышленности дали хорошие результаты.

По словам председателя ООО «Дальневосточный графит» Павла Лузина уже проектируется подземная автодорога, предусмотрено строительство двух мостов. Следующим этапом планируется разработка

технологии обогащения руды современными методами, затем проектирование фабрики и ее инфраструктуры. Это прежде всего карьер, очистные сооружения, склады, подъездная дорога от села Союзное. Планируется, что в штате горно-обогатительного комбината будет трудиться около 300 специалистов. Использование труда «вахтников» не предусмотрено – предпочтение будет отдаваться местным жителям, а также приехавшим на постоянное место жительства в Октябрьский район Еврейской автономной области из других регионов страны. В селе Амурзет планируется возвести для таких работников современное жилье.

Представители ООО «Дальневосточный графит» предложили создать рабочую группу, куда также могут войти их коллеги из "Хэмэн Дальний Восток" и сотрудники районной администрации.

В этом году компания "Хэмэн Дальний Восток" приступила к практической работе на месторождении марганцевых руд. Решается вопрос по взрывным работам, подготовлена штольня, в зимнюю навигацию с открытием понтонной переправы на контрольно-пропускном пункте "Амурзет" запланирована вывозка марганцевой руды на завод в г. Хэган. С 2012 года в течение трех лет компанией были вложены большие инвестиции в строительство комбината, реконструкцию станции Унгун, было завезено современное оборудование, построен офис в селе Амурзет.

1.3 Анализ существующей электрической сети 110/35/10(6) кВ

Электроснабжение Октябрьского района Еврейской автономной области осуществляется филиалом АО «ДРСК» - «Электрические сети ЕАО».

На сегодняшний день существуют несколько центров питания 35 кВ в системе электроснабжения Октябрьского района ЕАО. Часть однолинейной электрической схемы сети Ленинского района 110 кВ и участка сети 35 кВ с ПС «Графит», представлена на рисунке 1.

1.3.1 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 1 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Биджан- Дежнево	110	АС-120	33,94	ВЛ
Биджан - Благословенное	110	АС-120	79,65	ВЛ
Дежнево - Венцелево	35	АС-120	45,71	ВЛ
Венцелево - Доброе	35	АС-120	23	ВЛ
Благословенное - Доброе	35	АС-120	23,83	ВЛ
Благословенное - Амурзет	35	АС-95	24,2	ВЛ
Благословенное - Самара	35	АС-95	15,6	ВЛ
Самара - Столбовое	35	2хАС-70	32,2	ВЛ
Амурзет - Самара	35	АС-95	18,62	ВЛ

Таблица 2 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{НОМ} , кВ	Суммарная протяженность, км
110	113,59
35	183,16

Таблица 3 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
110	АС-120	113,59
35	АС-70	32,2
	АС-95	58,42
	АС-120	92,54

Практически все ЛЭП являются одноцепными. Преобладают линии номинального напряжения 35 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АС-120.

1.3.2 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки установленных на них трансформаторов.

Таблица 4 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
Амурзет	Проходная
Венцелево	Проходная
Самара	проходная
Доброе	Проходная
Столбовое	Проходная
Дежнево	Узловая
Благословенное	Проходная
Биджан	Узловая

Таблица 5 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
Амурзет	Мостик (5АН)
Венцелево	Мостик (5АН)
Самара	Нетиповая
Доброе	Блок линия трансформатор (3Н)
Столбовое	Мостик (5АН)
Дежнево	Два блока линия-трансформатор (4Н)
Благословенное	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
Биджан	Мостик (5АН)

Таблица 6 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
Биджан	ТДТН-10000/110/35/10, ТМН-6300/110/35/10
Дежнёво	ТМН -6300/110/35/10
Благословенное	ТДТН -10000/110/35/35 ТМН -6300/110/35/10
Самара	2 х ТМН-2500/35/10,
Амурзет	2 х ТМН-6300/35/10
Столбовое	2х ТМН -1000/35/10
Доброе	2х ТМН -1600/35/10
Венцелово	2 х ТМН -1600/35/10

Подстанция 110/35/10 кВ «Биджан» является однотипной и питает часть Ленинского района ЕАО. На подстанции установлено два трансформатора 10 и 6,3 МВА. Оба трансформатора оснащены устройством РПН. Схема соединения – мостик с секционированием и ремонтной перемычкой со стороны линий. Класс напряжения 35 кВ на данной подстанции не используется, обмотки среднего напряжения закорочены, отсутствует также и РУ 35 кВ. Год ввода в эксплуатацию 1976, характер нагрузки – сельские потребители.

ПС 110/35/10 кВ «Дежнево» построена в 1977 году и также питает потребителей Ленинского района. Подстанция имеет два трансформатора 6,3 МВА каждый. Схема соединения – два блока линия-трансформатор с двумя системами шин с секционированием и ремонтной перемычкой в цепях линий.

ПС 110/35/10 кВ «Благословенное» питает Октябрьский района ЕАО. Подстанция, получает питание по одноцепной линии 110 кВ, на подстанции установлен один трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА, второй

трансформатор 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА. Схема соединения – одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин.

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные подстанции 35 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции Дежнево, Биджан которые имеют не менее четырех связных элементов.

Всего в рассматриваемом районе 8 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными, по виду присоединения к сети проходными.

Настоящая схема электрических сетей 110/35/10(6) кВ энергоузла Еврейской автономной области на сегодняшний день отвечает требованиям надежности и обеспечивает бесперебойное и качественное электроснабжение всех потребителей. Однако с ростом электрических нагрузок все усложняется вывод в ремонт оборудования и работа схемы в аварийном режиме (при аварийном отключении отдельных ВЛ или другого оборудования). Тем более трудоемким и проблематичным является вопрос включения в рассматриваемую сеть такого мощного потребителя как ПС «Графит».

Электрические нагрузки всех подстанций присутствующих в рассматриваемой схеме, на сегодняшний день, относятся к коммунально-бытовым и промышленным потребителям, что обуславливает первую, вторую и третью категорию по надежности электроснабжения.

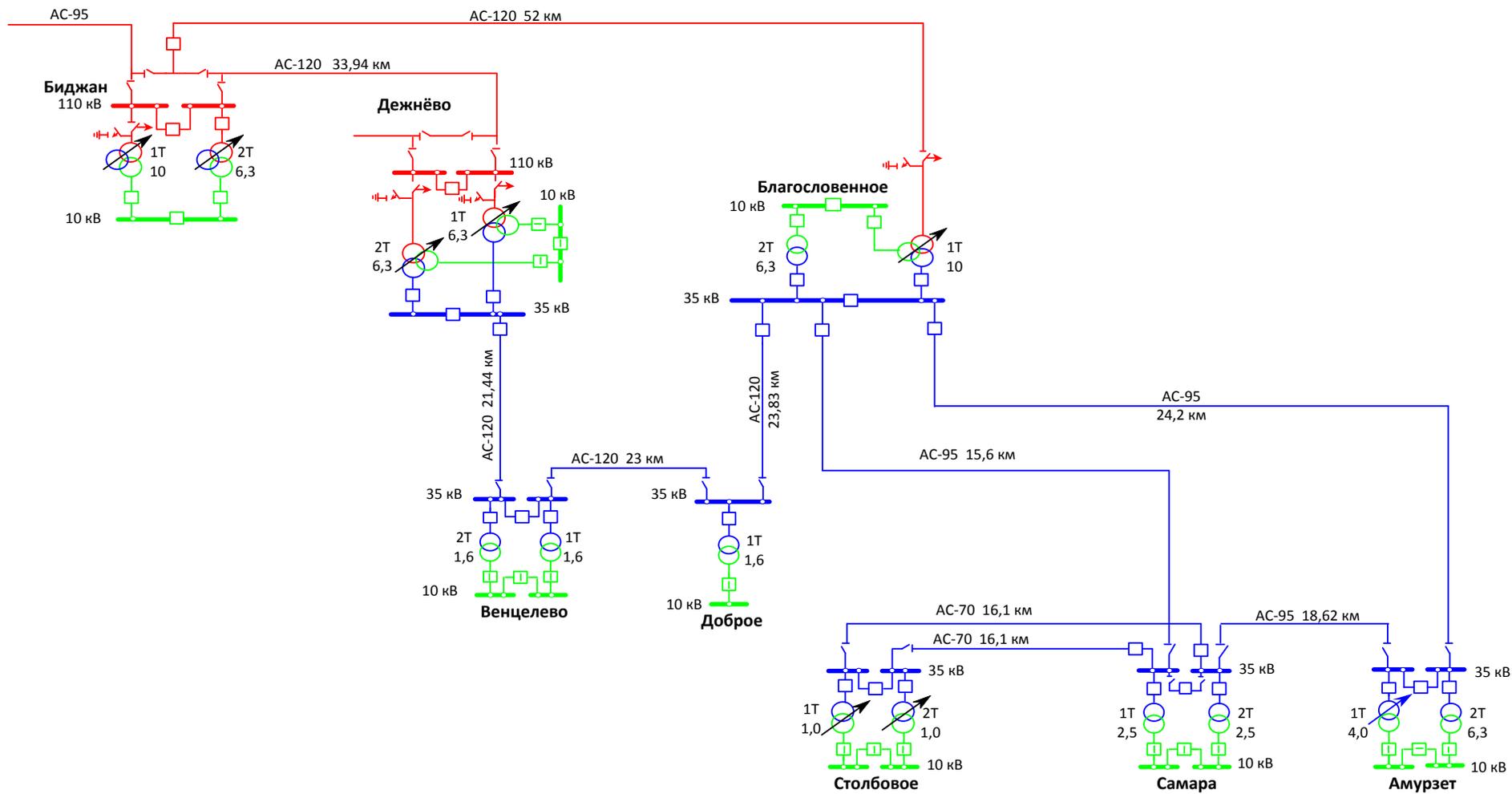


Рисунок 1 – Однолинейная схема электрических сетей 110/35/10(6) кВ энергоузла Октябрьского района ЕАО

1.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима.

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ РДУ ЕАО 08.06.2020 г;
- Схема потокораспределения электрических сетей Еврейской автономной области за 16.12.2020 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчёт режимов следует осуществлять :

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

где $P^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Биджан.

$$P^{прог} = 1,46 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 1,703 \text{ МВт};$$

$$Q^{прог} = 0,52 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 0,607 \text{ Мвар.}$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

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

1.4.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведён в приложении Б.

1.4.2 Анализ режимов существующей сети.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$. Отклонения по напряжению более 5% наблюдаются в следующих узлах, представленных в таблице 7.

Таблица 7 – Отклонение напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	U_расч, кВ	dU, %
8	Амурзет 10 кВ (2)	10	10.553	5.53
19	Венцелево 10 кВ (2)	10	10.597	5.97
18	Венцелево 10 кВ	10	10.612	6.12
14	Столбовое 10 кВ (2)	10	10.728	7.28
24	Дежнево 10 кВ	10	10.752	7.52
10	Самара 10 кВ	10	10.775	7.75
16	Доброе 10 кВ	10	10.791	7.91
13	Столбовое 10 кВ	10	10.791	7.91
11	Самара 10 кВ (2)	10	10.794	7.94

Ток протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого. Исходя из условия $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70\%$ все ЛЭП в рассматриваемом районе электрических сетей загружены не оптимально. Линии электропередачи и их загрузка представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Благословенное 35 - Доброе	3	330	1
Венцелево - Дежнево 35	3	330	1
Самара - Столбовое	4	330	1,1
Самара - Столбовое	4	330	1,1
Благословенное 35 - Самара	14	330	4,2
Биджан - Благословенное	24	390	6,1
Благословенное 35 - Амурзет	42	330	12,7

Как видно из результатов расчета режима ВЛ недогружены, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи завышено.

Схема нормального режима сети показана на рисунке 2.

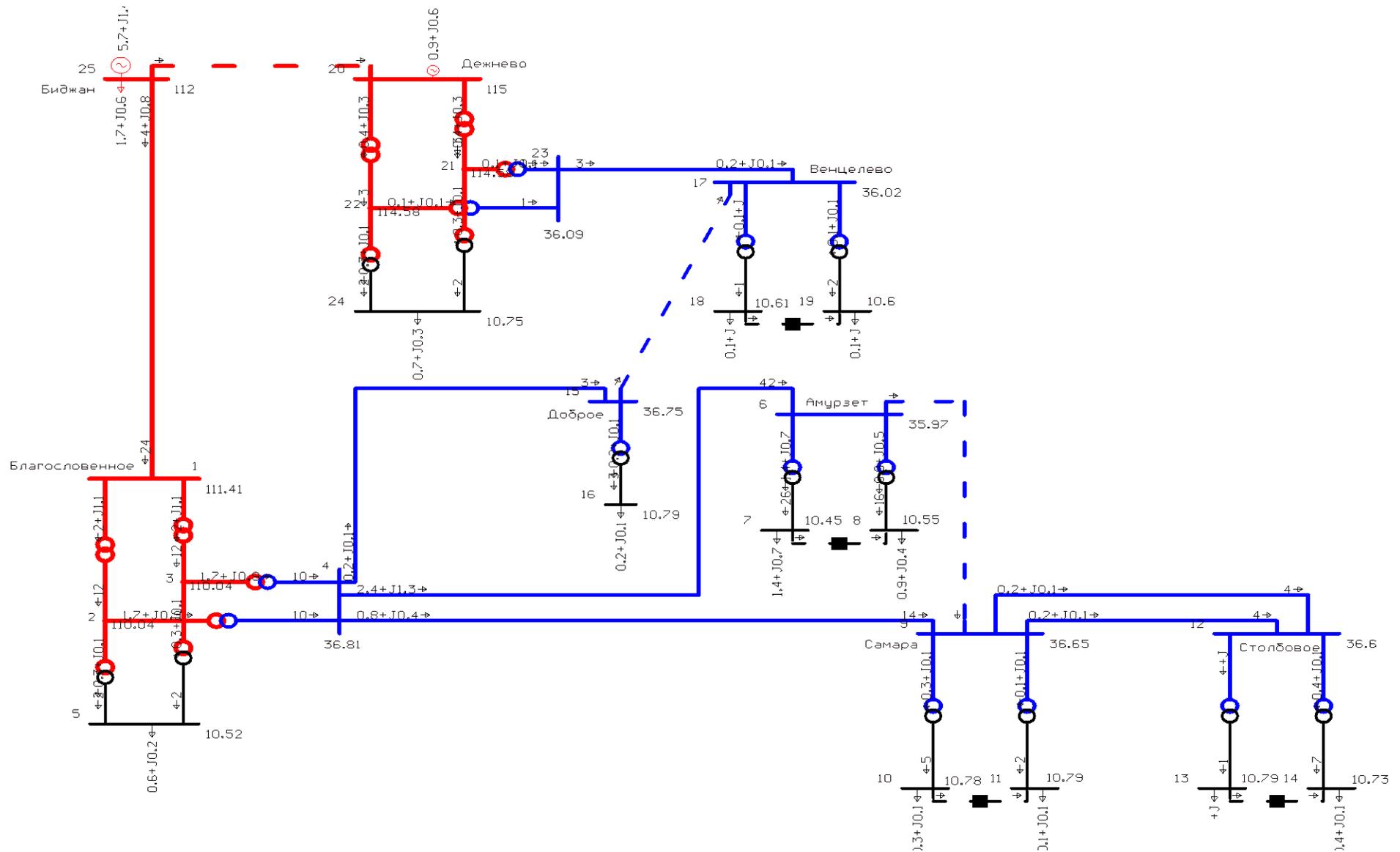


Рисунок 2 – Схема нормального режима

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

В качестве послеаварийного режима рассмотрено отключение одного из трансформаторов ПС 110 кВ Благословенное.

Расчёт послеаварийного режима приведён в приложении В.

По результатам расчёта данного режима видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах. Представим узлы, в которых отклонение от номинального значения превышает 5%, в таблице 9.

Таблица 9 – Отклонения напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	U_расч, кВ	dU, %
14	Столбовое 10 кВ (2)	10	10.57	5.73
19	Венцелево 10 кВ (2)	10	10.59	5.9
18	Венцелево 10 кВ	10	10.61	6.1
10	Самара 10 кВ	10	10.62	6.2
16	Доброе 10 кВ	10	10.63	6.3
13	Столбовое 10 кВ	10	10.63	6.3
11	Самара 10 кВ (2)	10	10.64	6.4
24	Дежнево 10 кВ	10	10.75	7.5

Уровень загрузки ЛЭП остался неизменным.

Таблица 10 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, %
Благословенное 35 - Доброе	3	330	1
Венцелево - Дежнево 35	3	330	1
Самара - Столбовое	4	330	1,1
Самара - Столбовое	4	330	1,1
Благословенное 35 - Самара	14	330	4,2
Биджан - Благословенное	24	390	6,1
Благословенное 35 - Амурзет	42	330	12,7

Главным недостатком существующей схемы электроснабжения рассматриваемого района является то, что ПС 110 кВ Благословенное питается по одной ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Биджан. В случае отключения данной линии необходимо переводить нагрузку ПС 110 кВ Благословенное и прилегающей сети 35 кВ на другой центр питания – ПС 110 кВ Дежнево посредством включения нормально отключенной ВЛ 35 кВ Венцелево – Доброе. Для обеспечения допустимого уровня напряжения у потребителей при такой схеме в режиме максимума нагрузок необходимо поддержание напряжения на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Дежнево на уровне 38 кВ.

Схема послеаварийного режима сети показана на рисунке 3.

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём включения в существующую схему энергорайона вводимых объектов.

2.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики России на 2020 – 2026 г.г.» предполагаемая электрическая мощность нагрузки ПС Графит составит 18 МВт, ввод нагрузки (с учетом нужд строительства) начинается с 2020 года.

В качестве основного источника питания примем шины ПС 110 кВ Благословенное, поскольку это ближайший центр питания в районе проектирования. Предлагаются следующие варианты подключения ПС Графит.

Вариант 1. Предусматривает подключение ПС Графит к шинам 35 кВ ПС 110 кВ Благословенное:

- строительство ПС 35 кВ Графит;
- строительство двухцепной ВЛ 35 кВ Благословенное – Графит.



Рисунок 4 – Карта-схема варианта 1

Вариант 2. Предусматривает подключение ПС Графит к шинам 110 кВ ПС 110 кВ Благословенное:

- строительство ПС 110 кВ Графит;
- строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Благословенное – Графит.

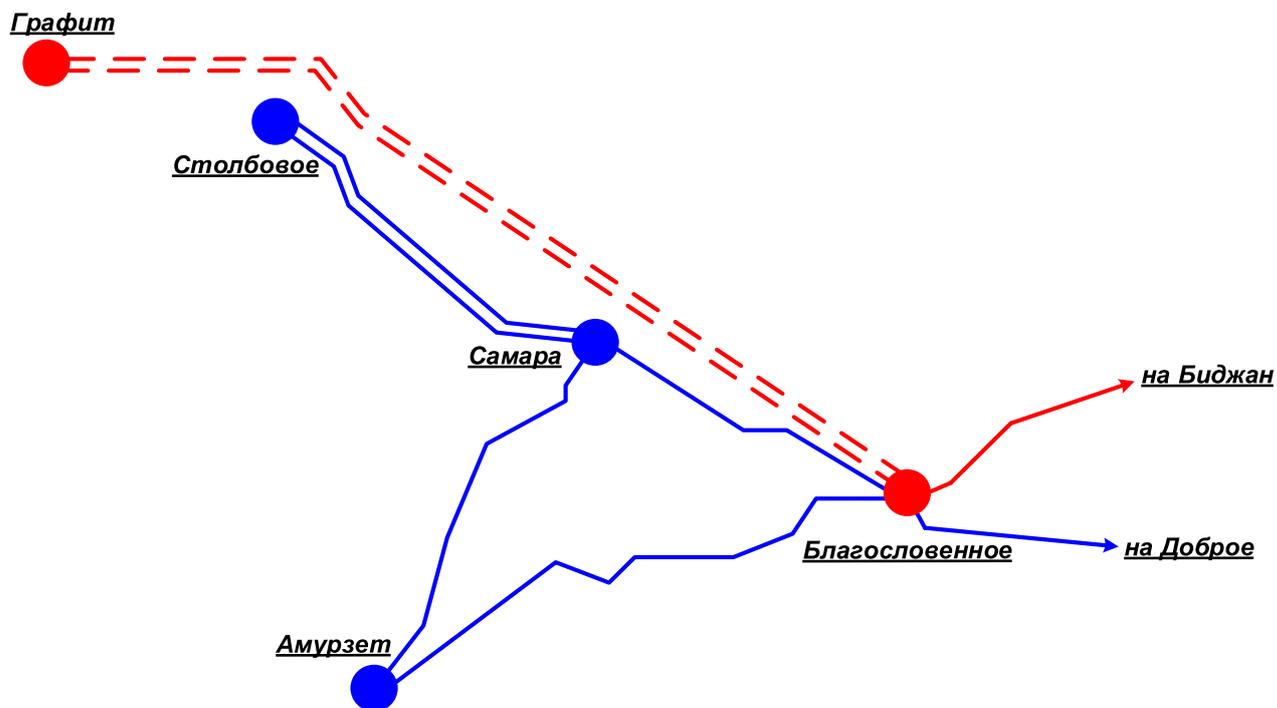


Рисунок 5 – Карта-схема варианта 2

2.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

В задачи данного раздела входит техническое обоснование предложенных вариантов, выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

2.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Графит на напряжение 35 кВ

Подключение ПС 35 кВ Графит к существующим электрическим сетям предусмотрено посредством строительства двухцепной ВЛ 35 кВ Благословенное - Графит протяженностью 45 км.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Графит предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТРДНС-25000/35/10. В нормальном режиме, когда оба трансформатора будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (2)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{\sqrt{18^2 + 16,2^2}}{25 \cdot 2} = 0,48$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме трансформаторы будут загружены оптимально. В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора составит:

$$K_3^{р.р.} = \frac{\sqrt{18^2 + 16,2^2}}{25} = 0,97$$

Для ПС Графит выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (35 кВ): «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (4Н) – применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций, питаемых по двум ВЛ.

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad \text{кА} \quad (3)$$

где P_{Σ} , $Q_{\text{неск}}$ – активная и некомпенсированная реактивная мощности, передаваемой по линии.

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{18^2 + 16,2^2}}{2 \cdot 35 \cdot \sqrt{3}} = 0,199 \text{ кА}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \text{ кА} \quad (4)$$

где $I_{\max ij}$ – максимальный ток, кА;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки. $\alpha_i=1,05$; $\alpha_t=1$;

$$I_p = 0,199 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,209 \text{ кА}$$

Выбор сечения произведем по длительно допустимому току:

$$I_p \leq I_{\text{дон}} \quad (5)$$

Выбираем провод марки АССР 297-Т16.

$$0,209 \leq 0,896$$

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС Графит, будут выполнены проводом марки АССР 297-Т16, который будет выступать в качестве инновационного оборудования. Провод АССР (Aluminum Conductor Composite Reinforced) – алюминиевый композитный усиленный провод. Внешние токоведущие жилы провода АССР выполнены из температуроустойчивого сплава алюминий-цирконий (Al-Zr). Сплав Al-Zr имеет прочность, аналогичную стандартному алюминию, но за счет лигирования цирконием, сохраняет эту прочность при более высокой температуре. Обычный алюминий допускается использовать в длительных режимах при температуре до 70°C согласно ПУЭ и, как показали

многочисленные исследования, до 90°C без ущерба прочности. При температуре 120-150°C алюминий «отжигается» и необратимо теряет прочность. Это очень важно, поскольку отожженный алюминий внешнего повива провода АС не способен далее нести механическую нагрузку, в игре остается только стальной сердечник, а при определенных внешних условиях, например -40°C и ниже - может и вовсе разрушиться. Сплав Al-Zr провода АССР сохраняет свои свойства вплоть до 210°C в длительном режиме работы, при этом допускаются кратковременные пиковые нагрузками до 240°C.

Композитный сердечник образуют несколько проволок диаметром от 1,9 мм до 2,9 мм. Каждая проволока представляет собой алюминий высокой чистоты, в который внедрены более 25 тысяч микрометровых в диаметре и непрерывных по всей длине продольных волокон оксида алюминия (Al_2O_3). Таким образом, каждая проволока сердечника представляет собой матрицу. Волокна оксида алюминия придают материалу сверхвысокую прочность. Внешне композитный сердечник выглядит подобно стандартному алюминиевому проводу, но его физические и механические свойства сильно отличаются как от алюминиевого, так и от стального аналогов:

- Прочность композитного сердечника сравнима со стальным и в 8 раз выше алюминиевого.
- Масса композитного сердечника в 2 раза меньше стального и всего на 20% больше массы чистого алюминия.
- Коэффициент теплового расширения в 4 раза меньше алюминиевого и в 2 раза меньше стального.
- Жесткость – в 3 раза выше алюминиевого сердечника.

Для наглядности проведем сравнительный анализ проводов АССР 297-T16 и АС-150/24 в виде таблицы, приведенной ниже.

Таблица 11 – Характеристики проводов АС-150/24 и АССР 297-Т16

Характеристика	АС-150/24	АССР 297-Т16
Сечение по алюминию, мм ²	150	150
Диаметр провода, мм	17,0	17,2
Вес, кг/км	623	501
Активное сопротивление при 20 °С, Ом/км	0,198	0,1826
Длительно допустимый ток нагрузки, А	450	896

Как видно из таблицы, имея одинаковые размеры, провод АССР 297-Т16 обладает меньшей массой, меньшим сопротивлением и почти в 2 раза большим длительно допустимым током нагрузки, что говорит о большей пропускной способности данного провода.

Для реализации данного варианта подключения, необходимо увеличение трансформаторной мощности ПС Благословенное. В настоящее время установленная мощность трансформаторов ПС Благословенное составляет: Т-1 – 10 МВА, Т-2 – 6,3 МВА. Необходимость замены существующих трансформаторов обусловлена объемом подключаемой нагрузки. Произведем расчет коэффициента загрузки существующих трансформаторов с учетом подключаемой нагрузки в послеаварийном режиме (n-1).

$$K_{3.T-1}^{p.p.} = \frac{\sqrt{(18+4)^2 + (16,2+2,2)^2}}{10} = 2,86$$

$$K_3^{p.p.} = \frac{\sqrt{(18+4)^2 + (16,2+2,2)^2}}{6,3} = 4,55$$

Исходя из результирующей мощности нагрузки ПС Благословенное (28,68 МВА) принимаем к установке два трансформатора ТДТН-25000/110/35/10. В нормальном режиме, когда оба трансформатора будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{\sqrt{(18+4)^2 + (16,2+2,2)^2}}{25 \cdot 2} = 0,57$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме трансформаторы будут загружены оптимально. В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора составит:

$$K_3^{р.р.} = \frac{\sqrt{(18+4)^2 + (16,2+2,2)^2}}{25} = 1,14$$

2.2.2 Расчет токов короткого замыкания 35 кВ

Расчет токов короткого замыкания осуществляем приближенным методом в именованных единицах. Расчетная схема замещения представлена на рисунке 6.

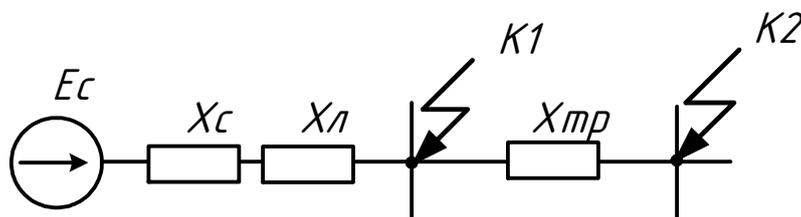


Рисунок 6 – Схема замещения прямой последовательности

Для трансформатора ТРДНС- 25000/35/10 имеем следующие исходные данные:

$$S_{ном} = 25\text{МВА};$$

$$U_{ном} = 35\text{кВ};$$

$$u_B = 12,7\%;$$

Определим сопротивления короткого замыкания трансформатора:

$$X_m = \frac{u_B \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} \quad (6)$$

$$X_m = \frac{12,7 \cdot 35^2}{100 \cdot 25} = 6,223\text{Ом};$$

Для определения тока КЗ на НН при известном токе ВН определим эквивалентное сопротивление системы:

$$X_{с.эков} = \frac{U_{ном}}{I_{кз.сумм} \cdot \sqrt{3}} \quad (7)$$

$$X_{с.эков} = \frac{35}{2,09 \cdot \sqrt{3}} = 9,67\text{Ом}$$

Ток на НН, приведенный к ВН, рассчитываем по формуле:

$$I_{K2} = \frac{U_{ном}}{(X_{с.эков} + \frac{X_m}{2}) \cdot \sqrt{3}} \quad (8)$$

$$I_{K2} = \frac{35}{(9,67 + \frac{6,223}{2}) \cdot \sqrt{3}} = 1,58 \text{ кА}$$

Ток на НН, приведенный к ВН:

$$I_{K2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{35}{12,7} = 13,07 \text{ кА}$$

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\partial} \quad (9)$$

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 2,09 \cdot 1,6 = 4,73 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 13,07 \cdot 1,6 = 29,57 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} \quad (10)$$

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 2,09 = 2,95 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 13,07 = 18,48 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1, К2 запишем в таблицу 12.

Таблица 12 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$
К1 (ВН)	2,09	4,73	2,95
К2 (НН)	13,07	29,57	18,48

Определим токи через выключатели в нормальном режиме.
Выключатели на стороне ВН:

$$I^{35} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \quad (11)$$

$$I^{35} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577,4 \text{ А}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I^{10} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} \quad (12)$$

$$I^{10} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,3 \text{ А}$$

2.2.3 Выбор выключателей

Центральным элементом распределительного устройства с элегазовой изоляцией является модуль силового выключателя с однополюсной изоляцией, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры
- привода.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (13)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (14)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}}, \quad (15)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{\text{откл}}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{откл.выкл}}, \quad (16)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{откл.выкл}} = 1 + 0,02 = 1,02 \text{ с},$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (17)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{к.расч} = 13,07^2 \cdot (1,02 + 0,03) = 3,064 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (18)$$

Для проверки данного условия требуется определение $B_{к.ном}$:

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (19)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости выключателя;

$t_{тер}$ - время протекания тока термической стойкости.

Выключатель проверяется на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (20)$$

где $I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя;

β_n - содержание аperiodической составляющей.

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{47}{100}\right) = 1,652 \text{ кА.}$$

Расчётное значение аperiodической составляющей определяется по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}} ; \quad (21)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 18,97 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,652 \text{ кА.}$$

Условием проверки является $i_{аном} > i_a$.

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой} ; \quad (22)$$

где $i_{дин.стой}$ - ток электродинамической стойкости выключателя.

Таким образом, выбираем элегазовый выключатель в составе КРУЭ-35 кВ. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 13.

Таблица 13 - Выбор выключателей на стороне 35 кВ ПС ГРАФИТ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 577,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб}$

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{n0}=13,07$ кА	$I_{откл.ном}=50$ кА	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{yд}=29,57$ кА	$i_{дин}=125$ кА	$i_{дин} > i_{yд}$
$B_{к.расч}=3,064$ кА ² с	$B_{к.ном}=7500$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a=1,652$ кА	$i_{аном}=12,5$ кА	$i_{аном} > i_a$

Расчет выключателей для КРУ 10 кВ проводится аналогично предыдущему. Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-Э-10. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ (вводного выключателя), СВ (секционного выключателя) и ВН (выключателя нагрузки) 10 кВ представлено в таблицах 14, 14, 16.

Таблица 14 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ-10

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб}=1443$ А	$I_{ном}=2000$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{n0}=23,21$ кА	$I_{откл.ном}=25$ кА	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{yд}=52,2$ кА	$i_{дин}=81$ кА	$i_{дин} > i_{yд}$
$B_{к.расч}=1378$ кА ² с	$B_{к.ном}=4200$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a=23,21$ кА	$i_{аном}=25$ кА	$i_{аном} > i_a$

Таблица 15 - Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ-10

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб}=700$ А	$I_{ном}=2000$ А	$I_{ном} > I_{раб}$

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{n0}=23,21$ кА	$I_{откл.ном}=25$ кА	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{уд} = 52,2$ кА	$i_{дин}=81$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 1378$ кА ² с	$B_{к.ном} = 4200$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 23,21$ кА	$i_{аном} = 25$ кА	$i_{аном} > i_a$

Таблица 16 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВН-10

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 70$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{n0} = 23,21$ кА	$I_{откл.ном} = 25$ кА	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{уд} = 52,2$ кА	$i_{дин} = 81$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 1378$ кА ² с	$B_{к.ном} = 4200$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 23,21$ кА	$i_{аном} = 25$ кА	$i_{аном} > i_a$

2.2.4 Выбор комплектных распределительных устройств 35 кВ

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

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

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63 Рисунок 7, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630-2000 А. Основные параметры выбранного оборудования представлены в таблице 17.



Рисунок 7 – КРУ-СЭЩ-63

Таблица 17 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10УХЛ2 10кВ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный

На напряжение 35 кВ распределительное устройство выполняется в виде КРУЭ. К установке примем КРУЭ фирмы Siemens AG типа 8DB10 на базе компактного элегазового оборудования, изображенные на рисунке 8. Технические данные шкафов указаны в таблице 18.

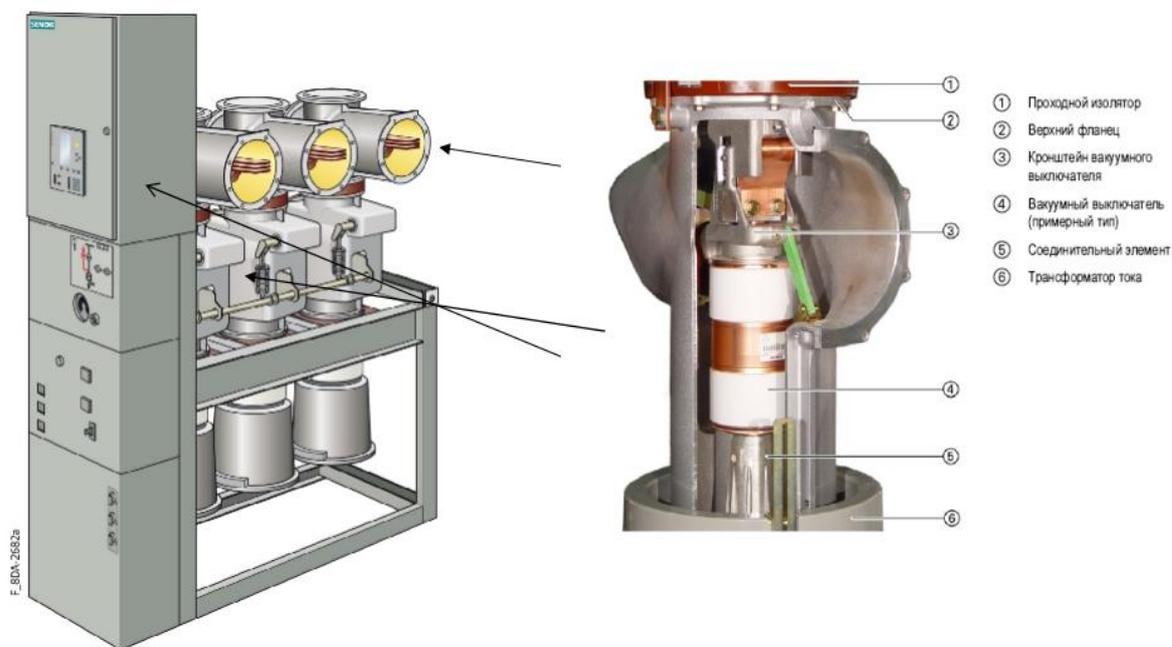


Рисунок 8 – КРУЭ 35 кВ

Комплектные распределительные устройства производства «Сименс» спроектированы и изготовлены с учетом оптимального соотношения между конструктивным исполнением, использованными материалами и мероприятиями по техническому обслуживанию. Благодаря газоплотному исполнению и автоматическому мониторингу, в обычных условиях эксплуатации они практически не нуждаются в техническом обслуживании. Лишь по истечении 25-ти лет компанией «Сименс» рекомендуется провести первую плановую ревизию.

Таблица 18 – Основные параметры КРУЭ 35 кВ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2500
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	64
Термическая стойкость, кА/с	25

На напряжение 35 кВ распределительное устройство выполняется в КРУЭ, в которое встроено следующее оборудование:

- трансформаторы напряжения;
- высокоскоростные заземлители;
- разъединители с заземляющими ножами;
- трансформаторы тока;
- выключатели;

Все оборудование соединяется ошиновкой.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении одной из цепей ВЛ 35 кВ Благословенное - Графит, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении Г и в таблицах 19-22. Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающих резервирование. В таблицах 19 и 20 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 21 и 22 представлена загрузка ЛЭП.

Таблица 19 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
Биджан - Благословенное	105	390.0	26.9
Благословенное 35 - Амурзет	42	330.0	12.7
Благословенное 35 - Графит	113	896.0	12.6
Благословенное 35 - Графит	113	896.0	12.6
Благословенное 35 - Самара	14	330.0	4.2
Самара - Столбовое	4	330.0	1.1
Самара - Столбовое	4	330.0	1.1
Венцелево - Дежнево 35	3	330.0	1.0
Благословенное 35 - Доброе	3	330.0	1.0

Таблица 20 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
15	Доброе	35	36.84	5.25
4	Благословенное 35	35	36.90	5.44
5	Благословенное 10	10	10.55	5.53
8	Амурзет 10 кВ (2)	10	10.58	5.81
19	Венцелево 10 кВ (2)	10	10.60	5.98
18	Венцелево 10 кВ	10	10.61	6.12
24	Дежнево 10 кВ	10	10.75	7.52
27	Графит 10 кВ	10	10.81	8.13

Таблица 21 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
Биджан - Благословенное	117	390.0	30.1
Благословенное 35 - Графит	260	896.0	29.0
Благословенное 35 - Амурзет	43	330.0	12.9
Благословенное 35 - Самара	14	330.0	4.3

Продолжение таблицы 21

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
Самара - Столбовое	4	330.0	1.1
Самара - Столбовое	4	330.0	1.1
Венцелево - Дежнево 35	3	330.0	1.0
Благословенное 35 - Доброе	3	330.0	1.0

Таблица 22 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
26	Графит	35	31.85	-9.00
6	Амурзет	35	36.98	5.66
19	Венцелево 10 кВ (2)	10	10.60	5.98
18	Венцелево 10 кВ	10	10.61	6.12
14	Столбовое 10 кВ (2)	10	10.65	6.49
10	Самара 10 кВ	10	10.69	6.92
13	Столбовое 10 кВ	10	10.71	7.07
16	Доброе 10 кВ	10	10.71	7.07
11	Самара 10 кВ (2)	10	10.71	7.10
12	Столбовое	35	37.59	7.41
24	Дежнево 10 кВ	10	10.75	7.52
9	Самара	35	37.64	7.53
7	Амурзет 10 кВ	10	10.76	7.56
15	Доброе	35	37.73	7.80
4	Благословенное 35	35	37.80	7.99
5	Благословенное 10	10	10.81	8.09
8	Амурзет 10 кВ (2)	10	10.85	8.52

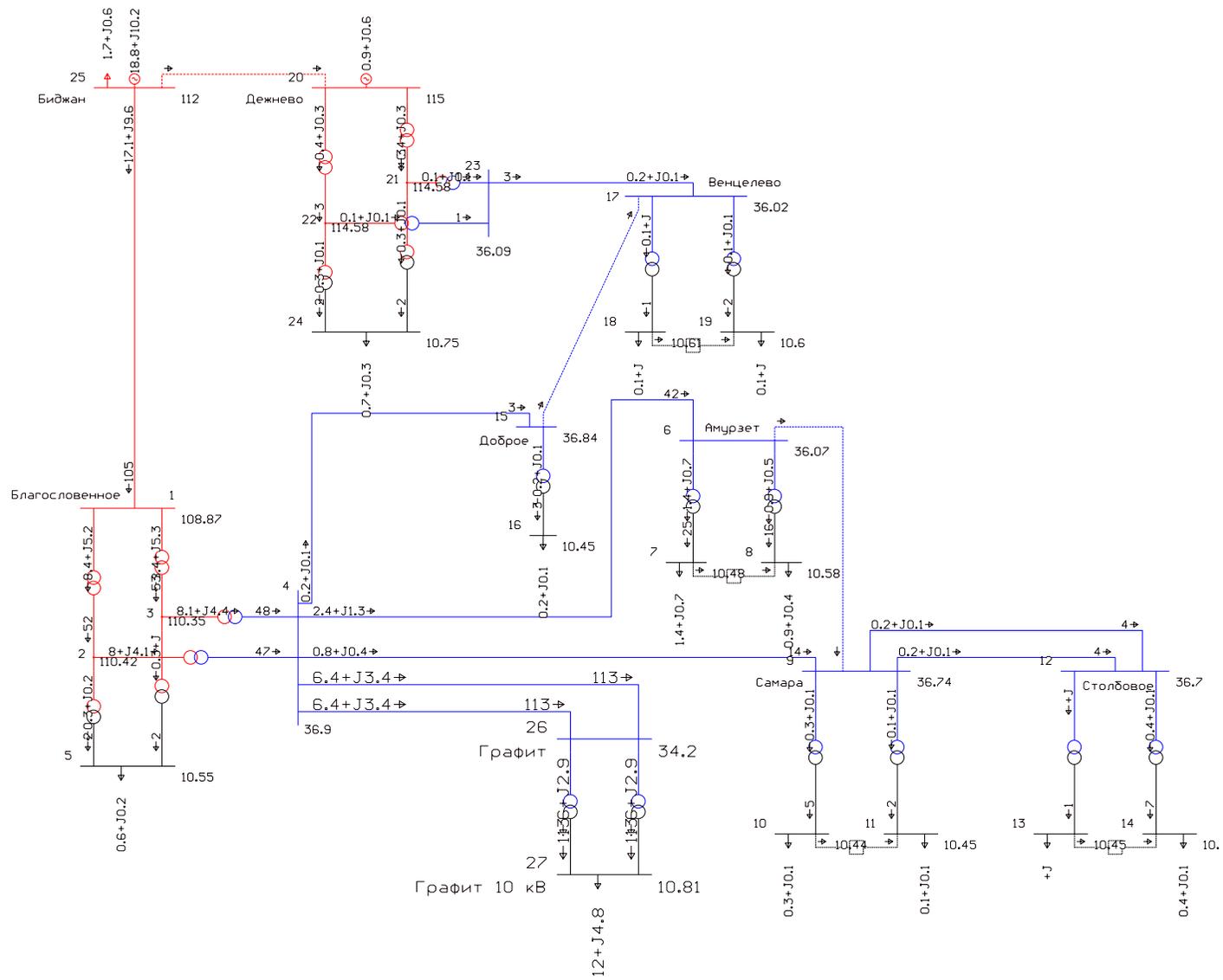


Рисунок 9 – Нормальный режим при подключении к сети 35 кВ

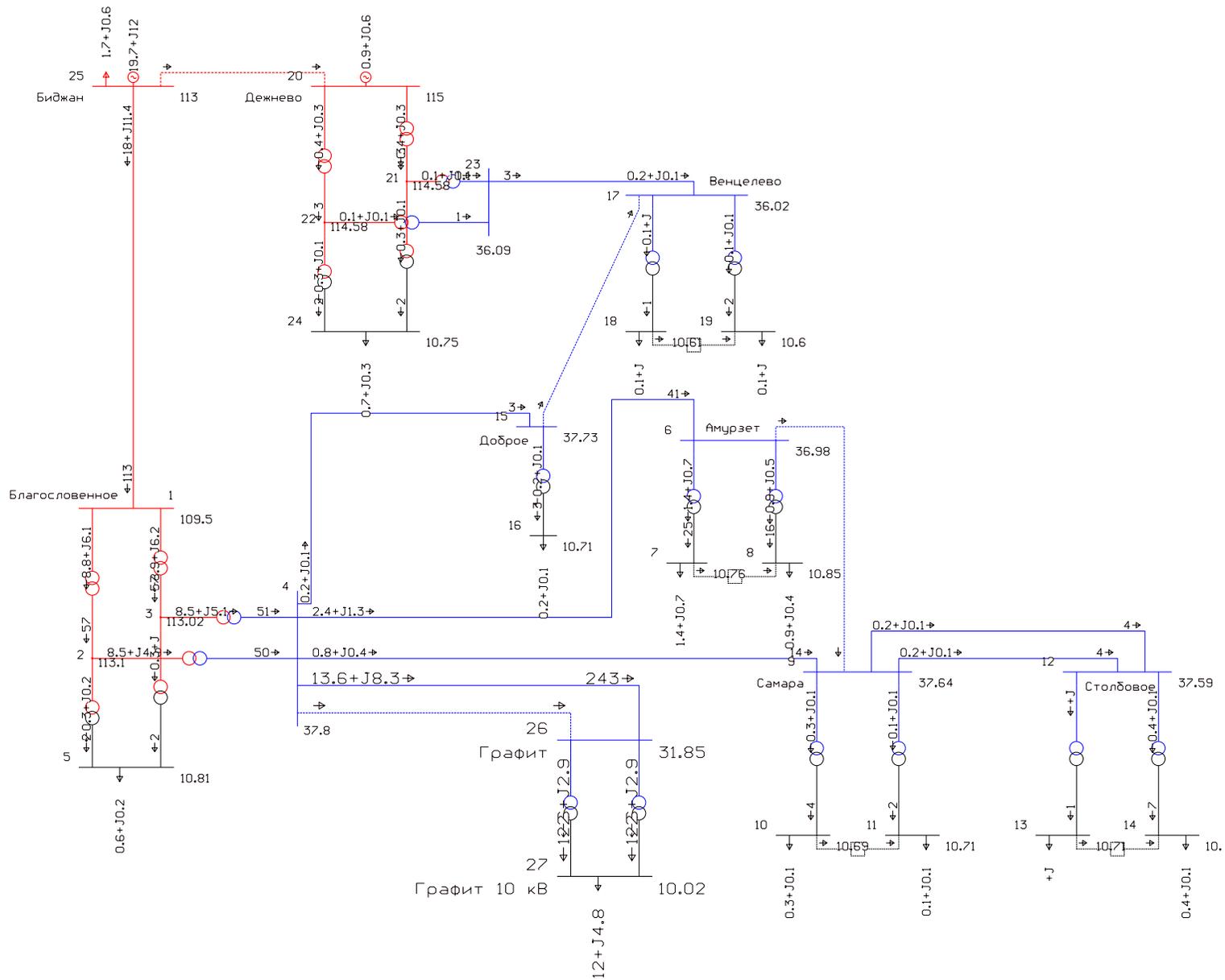


Рисунок 10 – Послеаварийный режим при подключении к сети 35 кВ

2.2.5 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Графит на напряжение 110 кВ

Подключение ПС 110 кВ Графит к существующим электрическим сетям предусмотрено посредством строительства двухцепной ВЛ 110 кВ Благословенное - Графит протяженностью 45 км.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Графит предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТРДН-25000/110/10. В нормальном режиме, когда оба трансформатора будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{\sqrt{18^2 + 16,2^2}}{25 \cdot 2} = 0,48.$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме трансформаторы будут загружены оптимально. В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора составит:

$$K_3^{р.р.} = \frac{\sqrt{18^2 + 16,2^2}}{25} = 0,97$$

Для ПС Графит выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (4Н) – применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций, питаемых по двум ВЛ.

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{18^2 + 16,2^2}}{2 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 0,06 \text{ кА}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$\alpha_i = 1,05; \alpha_t = 1;$$

$$I_p = 0,06 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,063 \text{ кА}$$

Выбор сечения произведем по длительно допустимому току:

$$I_p \leq I_{\text{дон}}$$

Выбираем провод марки АССР 297-Т16.

$$0,063 \leq 0,896$$

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС Графит, будут выполнены проводом марки АССР 297-Т16, который будет выступать в качестве инновационного оборудования.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН ПС ГРАФИТ.

2.2.6 Расчет токов короткого замыкания 110 кВ

Расчет токов короткого замыкания осуществляем приближенным методом в именованных единицах. Расчетная схема замещения представлена на рисунке 6.

Для трансформатора ТРДН- 25000/110/10 имеем следующие исходные данные:

$$S_{ном} = 25\text{МВА};$$

$$U_{ном} = 110\text{кВ};$$

$$u_B = 10,5\%;$$

Определим сопротивления короткого замыкания трансформатора:

$$X_m = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 25} = 50,82\text{Ом};$$

Для определения тока КЗ на НН при известном токе ВН определим эквивалентное сопротивление системы:

$$X_{с.эkv} = \frac{110}{0,63 \cdot \sqrt{3}} = 100,8\text{Ом}$$

Ток на НН, приведенный к ВН, рассчитываем по формуле:

$$I_{K2} = \frac{110}{(100,8 + \frac{50,82}{2}) \cdot \sqrt{3}} = 0,503\text{кА}$$

Ток на НН, приведенный к ВН:

$$I_{K2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{110}{10,5} = 6,126\text{кА}$$

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 2,09 \cdot 1,6 = 4,73 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 6,126 \cdot 1,6 = 13,86 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 2,09 = 2,95 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 6,126 = 8,66 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1, К2 запишем в таблицу 23.

Таблица 23 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}, \text{ кА}$	$i_{уд}, \text{ кА}$	$i_a, \text{ кА}$
К1 (ВН)	2,09	4,73	2,95
К2 (НН)	6,126	13,86	8,66

Определим токи через выключатели в нормальном режиме.
Выключатели на стороне ВН:

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I^{10} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,3 \text{ А}$$

2.2.7 Выбор выключателей

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{откл}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл} = 1 + 0,02 = 1,02 \text{ с,}$$

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = 6,126^2 \cdot (1,02 + 0,03) = 39,4 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{47}{100}\right) = 1,652 \text{ кА.}$$

Расчётное значение апериодической составляющей определяется по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 18,97 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,652 \text{ кА.}$$

Условием проверки является $i_{аном} > i_a$

Таким образом, выбираем элегазовый выключатель в составе КРУЭ-35 кВ. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 24.

Таблица 24 - Выбор выключателей на стороне 110 кВ ПС Графит

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 183,7$ А	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 6,126$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{уд} = 13,86$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 39,4$ кА ² с	$B_{к.ном} = 3200$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 6,207$ кА	$i_{аном} = 83,156$ кА	$i_{аном} > i_a$

После проверки выключателей по всем условиям видно, что выбранные выключатели удовлетворяют всем требованиям.

2.2.8 Выбор комплектных распределительных устройств 110 кВ

На напряжение 110 кВ распределительное устройство выполняется в виде КРУЭ. К установке примем КРУЭ фирмы Siemens AG типа 8DN8 на базе компактного элегазового оборудования, изображенные на рисунке 11. Технические данные шкафов указаны в таблице 25.

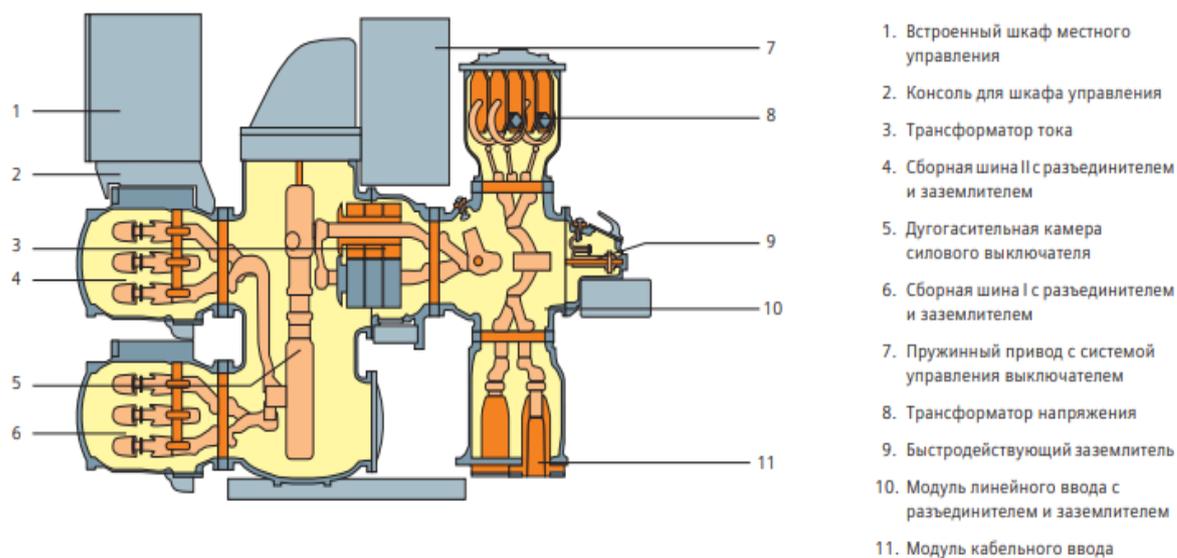


Рисунок 11 – КРУЭ 110 кВ

Основной отличительной чертой распределительных устройств с элегазовой изоляцией производства «Сименс» является высокая степень гибкости, достигаемая путем использования модульной системы. При этом компоненты монтируются отдельно или в комбинированном виде в соответствии с их функциональным и техническим назначением внутри герметичных газоплотных корпусов.

Таблица 25 – Основные параметры КРУЭ 110 кВ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	145
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2500
Номинальный ток отключения короткого замыкания, кА	40

На напряжение 110 кВ распределительное устройство выполняется в КРУЭ, в которое встроено следующее оборудование:

- трансформаторы напряжения;
- высокоскоростные заземлители;
- разъединители с заземляющими ножами;
- трансформаторы тока;
- выключатели;

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении одной цепи ВЛ 110 кВ Благословенное – Графит, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в таблицах 26-29.

Таблица 26 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
5	Благословенное 10	10	10.51	5.12
4	Благословенное 35	35	36.81	5.17
8	Амурзет 10 кВ (2)	10	10.55	5.53
19	Венцелево 10 кВ (2)	10	10.60	5.98
18	Венцелево 10 кВ	10	10.61	6.12
24	Дежнево 10 кВ	10	10.75	7.52

Таблица 27 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном	U, кВ	dU, %
8	Амурзет 10 кВ (2)	10	10.53	5.25
19	Венцелево 10 кВ (2)	10	10.60	5.98
18	Венцелево 10 кВ	10	10.61	6.12
24	Дежнево 10 кВ	10	10.75	7.52

Таблица 28 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
Биджан - Благословенное	89	390.0	22.9
Благословенное 35 - Амурзет	42	330.0	12.7
Благословенное 35 - Самара	14	330.0	4.2
Благословенное - Графит	35	896.0	3.9
Благословенное - Графит	35	896.0	3.9
Самара - Столбовое	4	330.0	1.1
Самара - Столбовое	4	330.0	1.1
Венцелево - Дежнево 35	3	330.0	1.0
Благословенное 35 - Доброе	3	330.0	1.0

Таблица 29 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
Биджан - Благословенное	93	390.0	23.8
Благословенное 35 - Амурзет	42	330.0	12.8
Благословенное - Графит	71	896.0	8.0
Благословенное 35 - Самара	14	330.0	4.2
Самара - Столбовое	4	330.0	1.1
Самара - Столбовое	4	330.0	1.1
Венцелево - Дежнево 35	3	330.0	1.0
Благословенное 35 - Доброе	3	330.0	1.0

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающих резервирование. В таблицах 20 и 21 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 22 и 23 представлены загрузки ЛЭП.

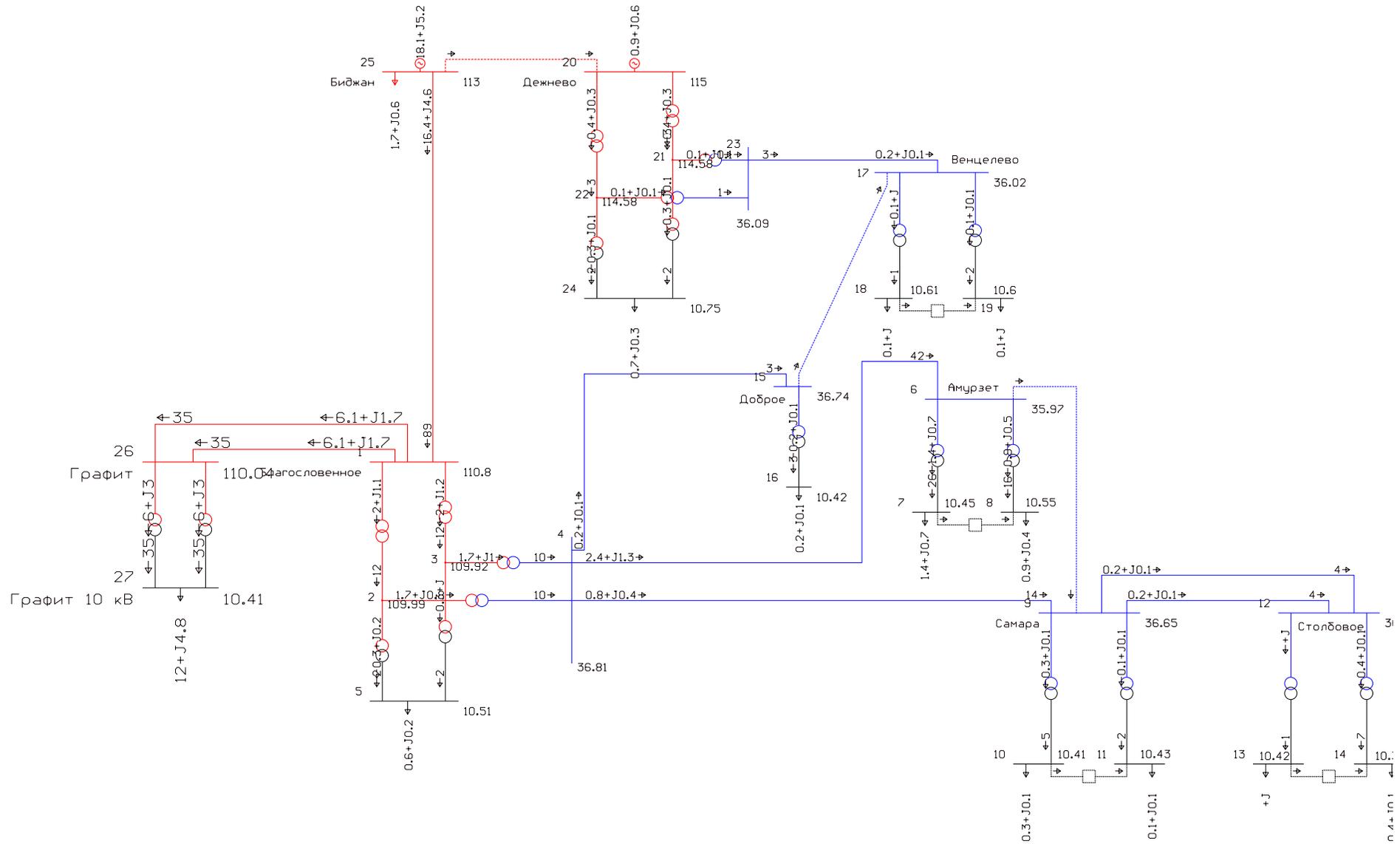


Рисунок 12 – Нормальный режим при подключении к сети 110 кВ

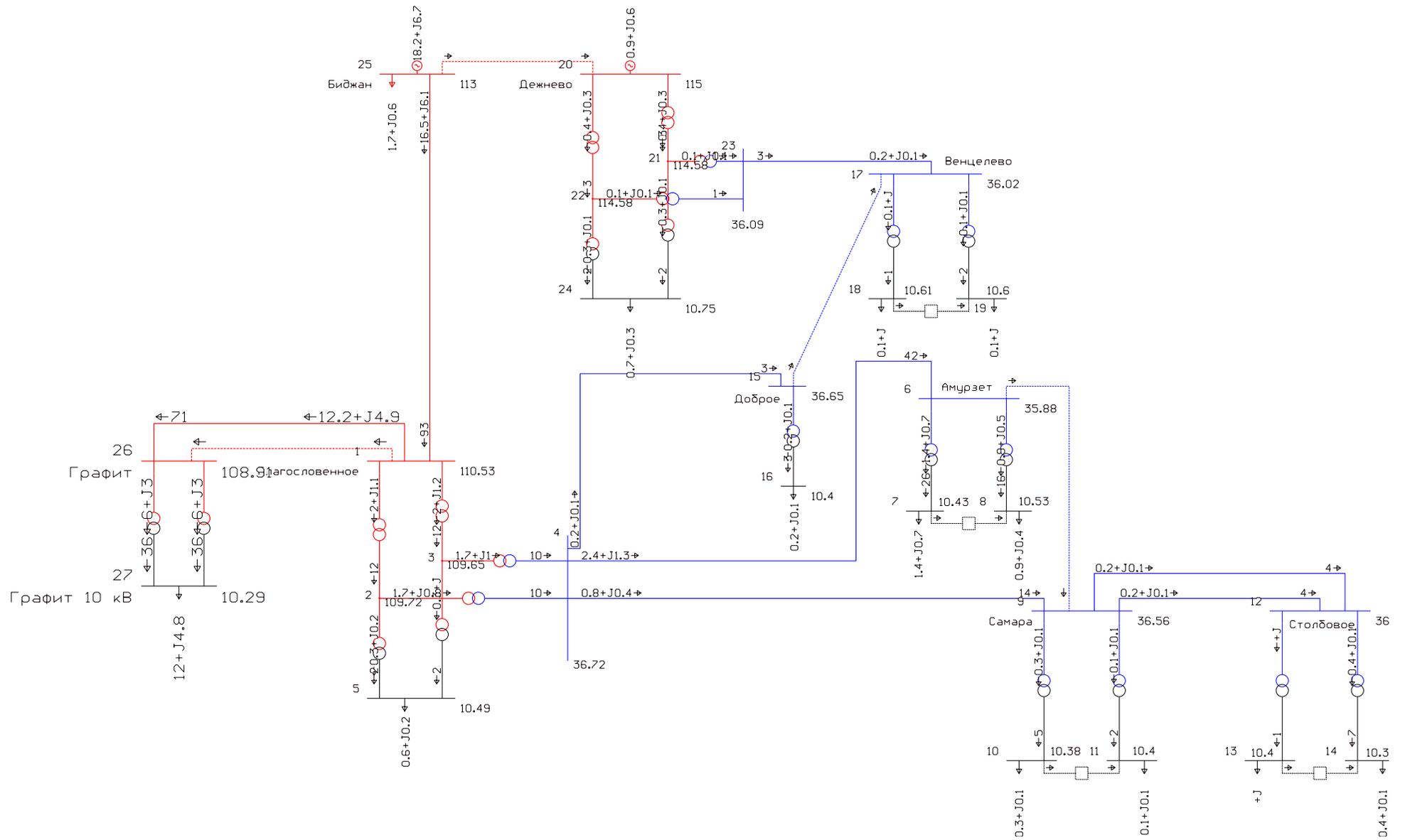


Рисунок 13 – Послеаварийный режим при подключении к сети 110 кВ

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

3.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (23)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. отдельные ячейки выключателей;
2. трансформаторы (АТ);
3. КРУЭ
4. компенсирующие и регулирующие устройства;
5. постоянная часть затрат;
6. ПА;

7. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 7 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–6):

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КРУЭ} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (24)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{КРУЭ}$ – стоимость комплектного распределительного устройства, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПА}$ – стоимость противоаварийной автоматики (для ПС 35 кВ и выше);

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \quad (25)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ;

Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 30, для варианта №2 представлены в таблице 31.

Таблица 30 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	526050
Трансформаторы	800000
КРУЭ	1116000
Ячейки выключателей	200000
Постоянная часть затрат	26000
Противоаварийная автоматика	12000

Таблица 31 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	526050
Трансформаторы	1350000
КРУЭ	1608000
Ячейки выключателей	200000
Постоянная часть затрат	26000
Противоаварийная автоматика	12000

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{\text{общ}} = 2680050$ тыс.руб;

- вариант №2: $K_{\text{общ}} = 3722050$ тыс.руб.

3.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (26)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (27)$$

где $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$, $\alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,8\%$; $\alpha_{\text{тэоПС}} = 4,9\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (28)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, принята 1,2 тыс.руб/МВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{\text{АМ}} = K \cdot a_p, \quad (29)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек варианта №1, а для варианта №2. Результаты расчета представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Издержки

Вариант	$I_{\text{Э.Р}}$, тыс.руб	$I_{\text{ам.рен}}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	44957	53898	1182	100037
№2	47798	145046	1477	194322

3.3 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба.

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб Y_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (30)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт;

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (31)$$

где $\sigma_{техн.бр}$ – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{cp} \cdot c, \quad (32)$$

где T_{cp} – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 1,5 руб/кВт*ч.

Результаты расчета для вариантов №1 и №2 представлены соответственно в таблицах 33 и 34.

Таблица 33 – Расчет величины ущерба для варианта №1

Объект	у, кВт	T_{cp} , ч	У, тыс.руб
ГРАФИТ	14148	131,384	2788

Таблица 34 – Расчет величины ущерба для варианта №2

Объект	у, кВт	T_{cp} , ч	У, тыс.руб
ГРАФИТ	14148	99,18	2105

3.4 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

3.4.1 Оценка экономической эффективности варианта №1

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pi} = W_i \cdot T, \quad (33)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;
 T – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;
 Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (34)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;
 T_{\max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (35)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;
 I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;
 Y_t – суммарная величина ущерба в год.
 Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\delta t}). \quad (36)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{\text{чт}}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{\delta t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{\text{чт}} = П_{\delta t} - H_t; \quad (37)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (38)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Расчет произведен с помощью программы Microsoft Office Excel 2013.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 14 и 15.

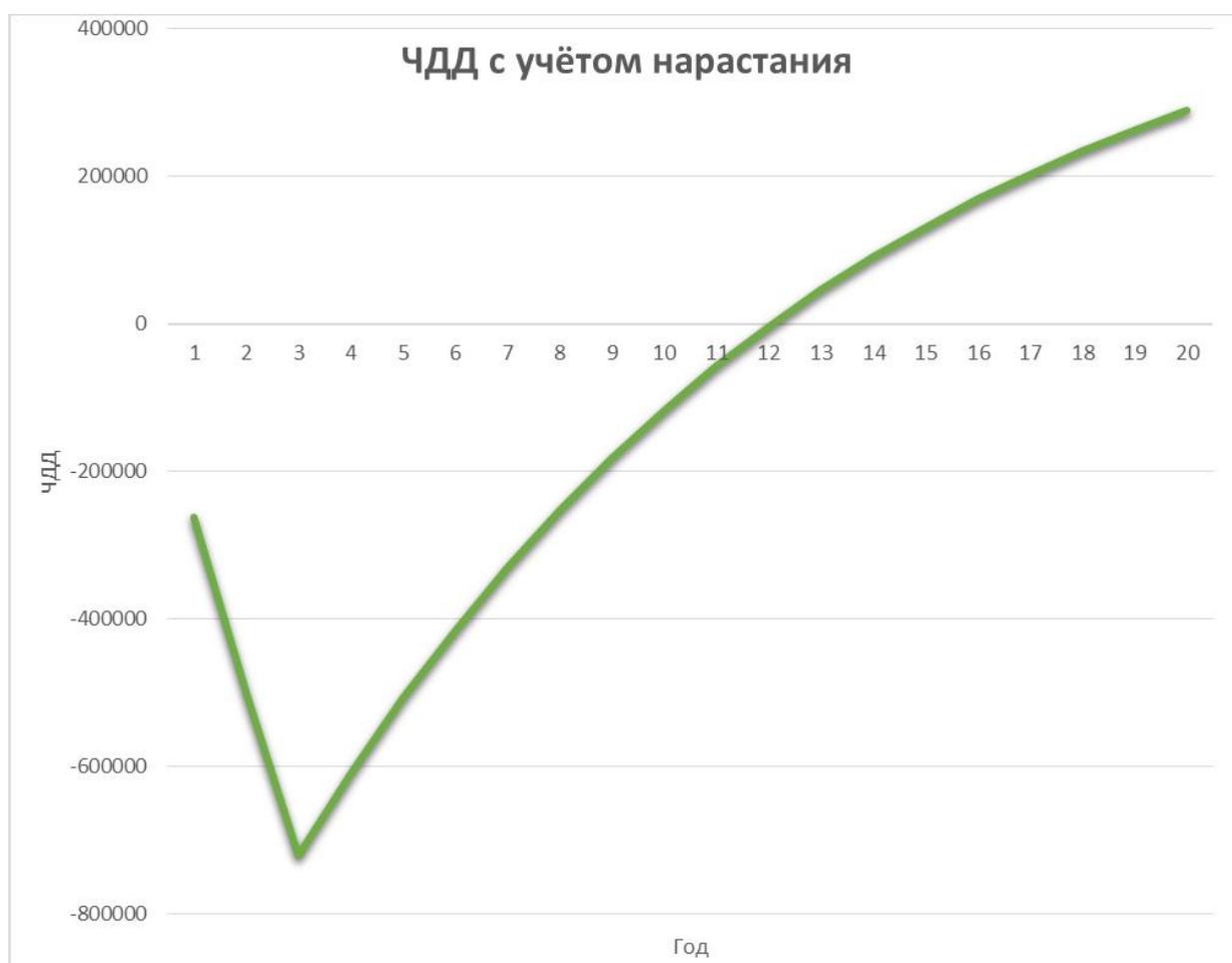


Рисунок 14 – График ЧДД

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
К(тыс.руб.)	-359317.333	-359317.333	-359317.3333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И(тыс.руб.)	0	0	0	-100036.8	-100036.8	-100036.8	-100036.8	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037
Рср(МВт)	0	0	0	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3
ОР(тыс.руб)	0	0	0	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180
У(тыс.руб)	0	0	0	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788
Пбт(тыс.руб)	-359317.333	-359317.333	-359317.3333	200355.16	200355.2	200355.16	200355.16	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2
Пчт(тыс.руб)	-287453.867	-287453.867	-287453.8667	160284.13	160284.1	160284.13	160284.13	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1
Коэффициент ЧДД	0.913242009	0.834010967	0.761653851	0.6955743	0.635228	0.5801166	0.5297868	0.483824	0.441848	0.403514	0.368506	0.336535	0.307338	0.280674	0.256323	0.234085	0.213777	0.19523	0.178292	0.162824
ЧДД	-262514.947	-239739.677	-218940.3446	111489.52	101816.9	92983.484	84916.423	77549.25	70821.23	64676.92	59065.68	53941.26	49261.43	44987.6	41084.57	37520.15	34264.98	31292.22	28577.37	26098.06
Итого	-262514.947	-502254.624	-721194.9687	-609705.4	-507888.5	-414905	-329988.6	-252439	-181618	-116941	-57875.6	-3934.29	45327.14	90314.74	131399.3	168919.5	203184.4	234476.7	263054	289152.1
																				-2535432.9

Рисунок 15 – Результаты расчёта ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле :

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (39)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

\mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (4 год):

$$R_t = \frac{303180 - 100036,8 - 0,2 \cdot 200355,16}{2680050} = 0,135$$

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

Данный вариант развития сети является эффективным т.к. окупается в начале пятого года, т.е. на втором году эксплуатации, а также рентабельность проекта составляет 13,5 %. Простой срок окупаемости составил 4 года, дисконтированный срок окупаемости составил 13 лет.

Внутренней нормой доходности называют такое положительное число E_B (норматив дисконтирования), при котором при норме дисконта $E_B = E_{н.д.}$ ЧДД проекта обращается в 0, при всех больших E_B ЧДД – отрицателен.

$E_g = 0,446$, при значениях $E_g \geq 0,446$ ЧДД становится отрицательным.

Значение внутренней нормы доходности больше чем норма дисконта $0,446 > 0,095$, это означает, что проект эффективен.

3.4.2 Оценка экономической эффективности варианта №2

Расчёт экономической эффективности варианта №2 аналогичен предыдущему варианту. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 16 и 17.

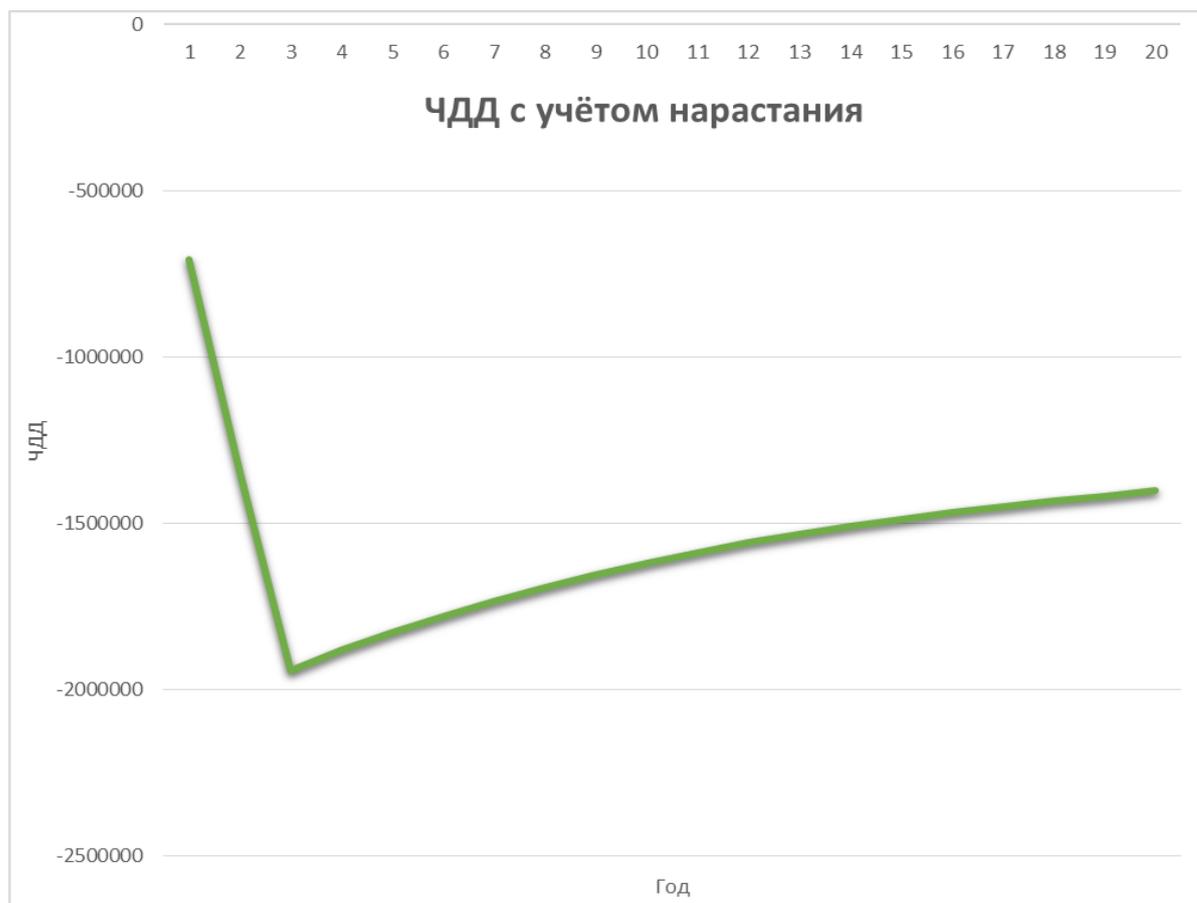


Рисунок 16 – График ЧДД

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
К(тыс.руб.)	-966976	-966976	-966976	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И(тыс.руб.)	0	0	0	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322
Рср(МВт)	0	0	0	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3
ОРт(тыс.руб)	0	0	0	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180
У(тыс.руб)	0	0	0	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105
Пбт(тыс.руб)	-966976	-966976	-966976	106752.98	106753	106752.98	106752.98	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753
Пчт(тыс.руб)	-773580.8	-773580.8	-773580.8	85402.381	85402.38	85402.381	85402.381	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38
Коэффициент ЧДД	0.913242009	0.834010967	0.761653851	0.6955743	0.635228	0.5801166	0.5297868	0.483824	0.441848	0.403514	0.368506	0.336535	0.307338	0.280674	0.256323	0.234085	0.213777	0.19523	0.178292	0.162824
ЧДД	-706466.484	-645174.871	-589200.7957	59403.701	54249.95	49543.338	45245.057	41319.69	37734.87	34461.07	31471.3	28740.91	26247.41	23970.24	21890.63	19991.44	18257.02	16673.08	15226.56	13905.53
Итого	-706466.484	-1351641.36	-1940842.151	-1881438	-1827188	-1777645	-1732400	-1691080	-1653346	-1618884	-1587413	-1558672	-1532425	-1508455	-1486564	-1466573	-1448316	-1431642	-1416416	-1402510.4

Рисунок 17 – Результаты расчёта ЧДД

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации:

$$R_i = \frac{303180 - 194322 - 0,2 \cdot 106753}{3722050} = 0,024$$

Данный вариант развития сети является неэффективным, т.к. рентабельность проекта составляет всего 2,4 %, и, как видно из графика ЧДД, данный вариант не окупается за рассматриваемый период (20 лет).

Сведем результаты оценки экономической эффективности обоих вариантов в сравнительную таблицу, представленную ниже.

Таблица 35 – Сравнение экономической эффективности вариантов

Вариант	Дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД	Рентабельность, %
№1	13	0,145	13,5
№2	-	-	2,3

При сравнении результатов расчётов экономической эффективности двух вариантов развития электрической сети при подключении ПС ГРАФИТ можно сделать вывод о том, что вариант подключения объектов к сети на напряжение 35 кВ является более экономически выгодным.

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

4.1. Безопасность

КРУЭ обеспечивает высокий уровень безопасности по отношению к воздействиям, которые могут нанести вред персоналу, поскольку токоведущие части высокого напряжения окружены заземленной оболочкой. Тем не менее, оборудование КРУЭ может представлять потенциальный риск вследствие :

- высокого номинального давления изоляционной среды внутри оболочки КРУЭ;
- сброса давления в аварийных условиях при воздействии внутренней дуги, поскольку в экстремальных условиях дуга может прожечь оболочку КРУЭ. Эти явления приводят к внезапному выбросу горячего газа;
- сложности монтажа при вводе оборудования в эксплуатацию и при ремонте с заменой элементов;
- возможного появления большой концентрации элегаза при разгерметизации объёмов КРУЭ, а также вредных продуктов распада элегаза при повреждениях КРУЭ с коротким замыканием.

4.1.1 Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ

Конструкция КРУЭ обеспечивает защиту персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям, заключенным в оболочки, проникновения твердых тел (степени защиты оболочек). Степень защиты внешних оболочек согласно ГОСТ 14254-96 – IP55.

Изоляция главных цепей КРУЭ, с частичной или полной изоляцией элегазом, цепей управления, вспомогательных цепей и вторичных обмоток измерительных трансформаторов соответствует требованиям ГОСТ 1516.3.

Температура нагрева частей оболочек КРУЭ:

- доступных для прикосновения, в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 70 °С;

- не доступных для прикосновения в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 80 °С.

Конструкция опорных изоляторов учитывает воздействие наибольшего возможного в эксплуатации давления газа и динамические действия от токов короткого замыкания, протекающих по токопроводам, подсоединённым к изоляторам.

Для компенсации изменения размеров ячейки вследствие колебаний температуры, а также, вызванных отклонениями при изготовлении и монтаже должны быть предусмотрены компенсационные устройства для обеспечения соединений смежных ячеек и, при необходимости, элементов внутри ячейки.

Цепи заземления КРУЭ устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности протекания тока термической стойкости.

Зажимы заземления КРУЭ выполнены по ГОСТ 21130 и соответствуют ГОСТ 12.007.0. Способ подключения КРУЭ к контуру заземления в эксплуатационной документации. Не допускается использование для заземления болтов, винтов, шпилек выполняющих роль крепежных деталей.

Болт (винт, шпилька) для заземления размещен на изделии в безопасном и удобном для подключения заземляющего проводника месте. Возле места, в котором должно осуществляется присоединение заземляющего проводника должен быть помещен нанесенный любым способом (например, при помощи краски) нестираемый при эксплуатации знак заземления.

Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к корпусу внешних заземляющих проводников рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению части аппаратов и приборов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ. Значение сопротивления между каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей

частью КРУЭ, которая может оказаться под напряжением, и местом подключения корпуса ячейки к заземляющей магистрали (заземляющим болтом) не должно превышать 0,1 Ом.

Для обеспечения заземления все корпуса элементов токоведущего контура в пределах КРУЭ электрически соединены между собой. Корпуса элементов ячейки имеют места для подсоединения к контуру заземления. Выбор сечения шин заземления и шин, расположенных в контуре заземления КРУЭ, а также расчет контура заземления был произведен исходя из значений тока термической стойкости.

Шины заземления разных полюсов КРУЭ объединены в контуре заземления распределительного устройства общей заземляющей шиной.

Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к внешним заземляющим проводникам рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению части аппаратов и приборов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ.

Для ограничения шагового напряжения и напряжения касания при длине токопровода более 10 м промежуточные шины заземления, отходящие к контуру заземления КРУЭ, установлены на расстоянии 6-10 м.

В ячейках КРУЭ прокладка вспомогательных цепей производится в экранированных оболочках, защищенных от коррозии. В местах закрепления проводов под металлические крепежные детали (скобы, хомуты и т. д.) подложены изолирующие ленты.

Элегаз — газ без цвета и запаха, в пять раз тяжелее воздуха, не токсичен, не горюч, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не образует взрывоопасных смесей, является химически инертным соединением, физиологически безвреден.

Опасность работы с чистым элегазом обусловлена особенностью элегаза заполнять углубления (траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения), вытесняя из них воздух, создавая атмосферу, непригодную для

дыхания. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны производственных помещений ПДК составляет 5000 мг/м³.

При выполнении каких-либо работ с элегазом и элегазовым оборудованием (заполнение, дозаполнение, отбор пробы на анализ и т.д.) в помещении запрещается курить, пользоваться нагревательными приборами и открытым пламенем.

При выбросе чистого элегаза немедленно производится включение аварийной вентиляции на срок, обеспечивающий снижение концентрации до ПДК. Категорически запрещается оставлять открытыми сосуды заполненные элегазом.

При электрическом пробое изоляции элегазового оборудования, а также при коммутациях в элегазе, происходит накопление в оборудовании вредных для здоровья человека газообразных (фтор, фтористый водород, низшие фториды серы и продукты их гидролиза) и твердых (фториды, сульфиды и другие соединения металлов, на которых горела дуга) веществ. Эти продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. При аварийном выбросе элегаза из аппарата (в результате разрыва мембраны, прожога оболочки) необходимо включить аварийную вентиляцию и вентилировать помещение до снижения концентрации вредных веществ в пределах ПДК.

При необходимости экстренного выполнения работ в помещении, воздух которого загрязнен продуктами разложения элегаза, необходимо воспользоваться изолирующим сертифицированным противогазом: если выброс элегаза в расчете на объем помещения не превышает 1 % по объему и в помещении отсутствует углубление, предрасположенное к затоплению, то для работы может быть использован фильтрующий противогаз.

Перед вскрытием элегазовый аппарат должен быть освобожден от элегаза или продуктов распада элегаза с применением дополнительного адсорбционного фильтра-поглотителя для удаления продуктов разложения и отвакуумирован.

Удаление твердых продуктов разложения элегаза из аппарата производится пылесосом с дополнительным бумажным фильтром с применением специальных средств защиты персонала – костюма, респиратора, рукавиц, бахил. Адсорбент должен быть нейтрализован водой или щелочью. Хлопчатобумажные средства защиты подлежат машинной стирке.

4.1.2 Требования безопасности при обслуживании КРУЭ

Температура на поверхности органов управления, предназначенных для выполнения операций без применения индивидуальной защиты рук, а также для выполнения операций в аварийных ситуациях во всех случаях, не должна превышать 40 °С для органов управления, выполненных из металла, и 45 °С – для выполненных из материалов с низкой теплопроводностью.

Рукоятки приводов заземлителей окрашены в красный цвет. При съемных рукоятках полоса красного цвета шириной не менее 20 мм должна быть нанесена также на привод заземлителей или должен быть окрашен элемент привода.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, требующей поворота привода до одного оборота, не должно превышать 250 Н.

На протяжении угла поворота до 15° включительно допускается амплитудное значение усилия, равное 450 Н.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, вращаемой более одного оборота, должно быть не более 60 Н с возможным увеличением усилия до 120 Н на протяжении не более 10 % общего числа требуемых оборотов.

Шкафы элементов КРУЭ выдерживают не менее 2000 открываний и закрытий дверей.

Разъемные контактные соединения вспомогательных цепей выдерживают не менее 500 включений и отключений.

В ячейках КРУЭ предусмотрены блокировки, указанные в ГОСТ

12.2.007.4:

а) блокировка, не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;

б) блокировка между разъединителем и заземлителем, не допускающая включение разъединителей при включенных заземлителях, либо включение заземлителей при включенных разъединителях;

в) блокировка, исключая работу электродвигателей приводов разъединителей и заземлителей при их оперировании с помощью рукоятки.

Кроме того, предусмотрено наличие сигнализации для случаев, когда плотность изолирующего газа снижается до минимальной плотности.

Двери шкафов элементов КРУЭ имеют замки которые открываются одним ключом.

4.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

Вследствие механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора высока вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Чтобы предотвратить процесс растекания масла и избежать распространения пожара на подстанции, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла свыше 1 тонны, на подстанции устанавливают маслосборники, маслоприемники и маслоотводы.

На проектируемой подстанции «Графит» установлены два силовых трансформатора марки ТРДНС- 25000/35/10. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Параметры трансформатора ТРДНС- 25000/35/10

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
ТРДНС-25000/35/10	25	41,5	8,1	5100	6050	4480

Так как масса трансформаторного масла меньше 20т., то маслоприемник под трансформатор выполняем без отвода масла. Габариты маслоприемника для силового трансформатора марки ТРДНС- 25000/35/10 должны выступать за габариты электрооборудования более чем на 1,5 м.

При этом габарит маслоприемника принимается меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится передвижными средствами. При этом выполняется простейшее устройство для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

На ПС «Графит» установлен маслоприёмник без отвода масла, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

Гравийная засыпка маслоприемника должна содержаться в чистом состоянии и промываться не реже одного раза в год, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) должна осуществляться замена гравийной засыпки.

Трансформаторы мощностью 25 МВА на напряжение 35 кВ, установленные на ПС «Графит» по паспортным данным имеют полную массу 41,5 т. Масса масла в трансформаторе составляет 8,1 т, а его объем вычисляется по выражению:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{8,1}{0,895} = 9,05\text{м}^3, \quad (40)$$

где ρ_M - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 –
 $\rho_M = 895 \text{ кг} / \text{м}^3$.

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью $0,2 \text{ л} / \text{с} \cdot \text{м}^2$. Определим, сколько воды расходуется за этот период ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л} / \text{м}^2$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(5,1 \cdot 4,448) + (5,1 \cdot 6,05)] = 107,4 \text{ м}^2 \quad (41)$$

Зная площадь поверхности на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 29,3 \text{ м}^3 \quad (42)$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприемника.

$$V = V' + V = 29,3 + 9,05 = 38,35 \text{ м}^3 \quad (43)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 9,05 \cdot 7,48 = 67,7 \text{ м}^2, \quad (44)$$

где $L' = L + \Delta = 6,05 + (2 \cdot 1,5) = 9,05 \text{ м}$ - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 6,05 \text{ м}$ - длина трансформатора;

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т ;

$B' = B + \Delta = 4,48 + (2 \cdot 1,5) = 7,48 \text{ м}$ - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 4,48 \text{ м}$ - ширина трансформатора .

Для трансформатора ТРДНС- 25000/35/10 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 35 м^3 . На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя $0,25 \text{ м}$.

Вычислив объем занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь , маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{38,35}{67,7} + 0,25 + 0,05 = 0,86 \text{ м}, \quad (45)$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки,

где $h_2 = 0,05 \text{ м}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом.

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 18.

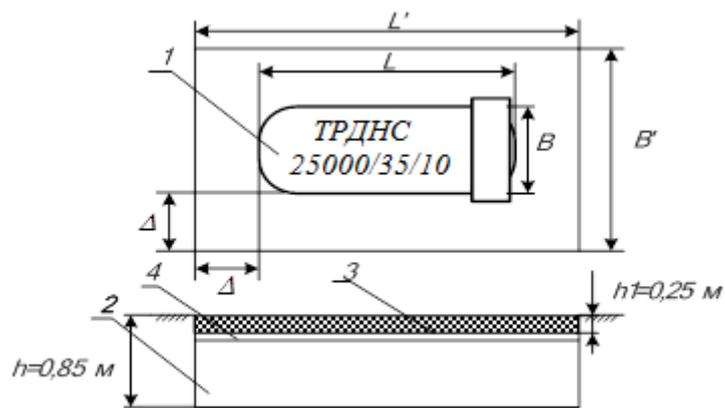


Рисунок 18 – Схема маслоприёмника

На рисунке 18 показаны: 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению

источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

4.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на станции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической

(стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водосточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет .

Для пожаротушения трансформаторов 25 МВ·А на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

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

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведён структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети Октябрьского района ЕАО. Выявлены слабые места электрической сети данного района.

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надёжной и экономически выгодной электрической сети.

Предложены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети.

Произведено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование подстанций, линий электропередачи, сделан выбор необходимых элементов электрической сети с целью повышения функционирования сети.

Выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети для каждого из предлагаемых вариантов развития.

Осуществлён выбор оптимального варианта инновационного развития электрической сети на основании расчётов экономической эффективности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.
- 2 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 3 Схема и программа развития электроэнергетики ЕАО на период 2018-2022 годов .
- 4 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 5 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 6 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 1.02.2020
- 7 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 8 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 9 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.,
- 10 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

11 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. Пособие / А. А. Герасименко , В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2006. -719 с.

12 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии - Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

13 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. - Новосибирск : Наука, 2002. - 344 с.

14 Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : УЧЛ - К изучению дисциплины / Кочкин В.И., Нечаев О.П. - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 248с.

15 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

16 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ - М.: Изд-во МЭИ, 2005, 352 с.

17 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

18 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

19 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 2016.

20 Гринберг-Басин, М.М. Тяговые подстанции. Пособие по дипломному проектированию: Учебное пособие для техникумов ж.-д. транспорта – М.: Транспорт 1986. – 168 с. .

21 Письмо Минстроя России от 4 апреля 2018 г. № 13606-ХМ/09 «О рекомендуемой величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2018 года, в том числе величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости оборудования»

22 Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 188 с.: ил.

23 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования Часть I. Электроэнергетические системы и сети. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ. - Екатеринбург 2005 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energyland.info>

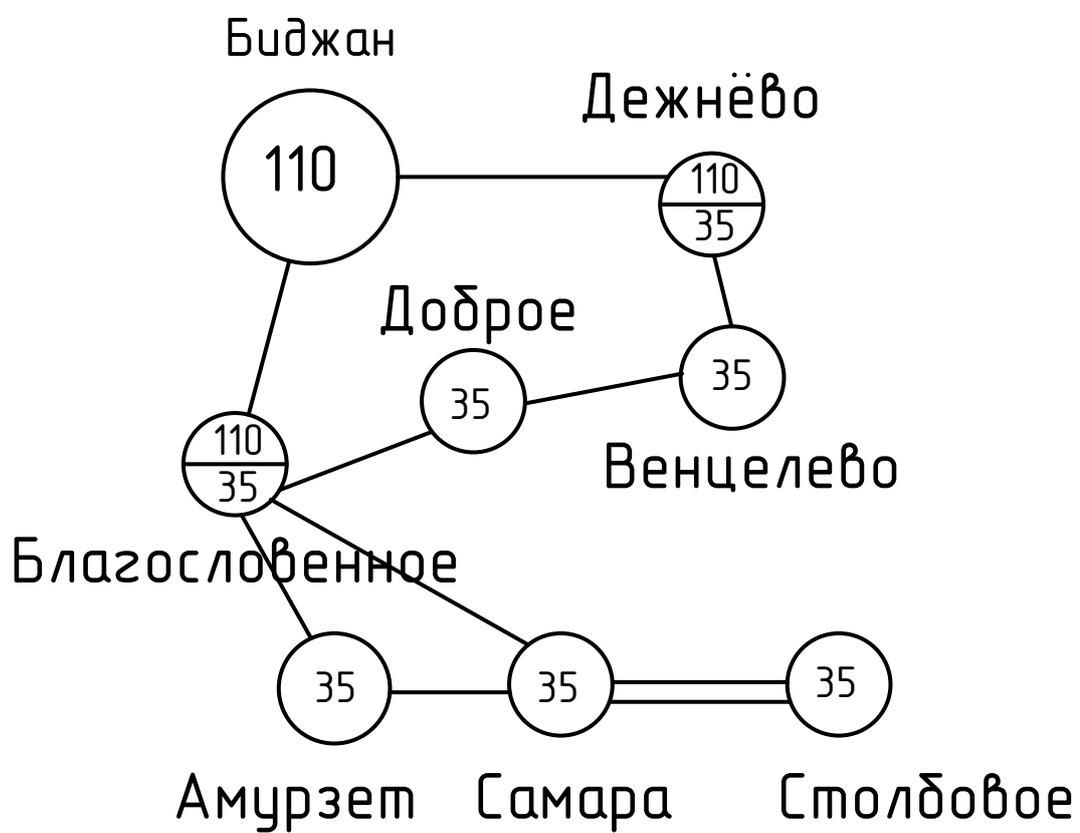
24 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

25 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru> – 20.10.2018 г.

26 Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «Субъекты Российской Федерации, включенные в перечень, предусмотренный в приложении к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	dV
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	Благословенное	110											111,41	1,29
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ср.т. 1	110											110,04	0,04
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ср.т. 2	110											110,04	0,04
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Благословенное 35	35											36,81	5,18
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Благословенное 10	10			0,6	0,2							10,52	5,17
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Амурзет	35											35,97	2,78
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Амурзет 10 кВ	10			1,4	0,6							10,45	4,55
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Амурзет 10 кВ (2)	10			0,9	0,4							10,55	5,53
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Самара	35											36,65	4,71
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Самара 10 кВ	10			0,2	0,1							10,78	7,75
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Самара 10 кВ (2)	10			0,1	0,0							10,79	7,95
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Столбовое	35											36,60	4,58
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Столбовое 10 кВ	10			0,0	0,0							10,79	7,91
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Столбовое 10 кВ (2)	10			0,4	0,1							10,73	7,29
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Доброе	35											36,75	4,99
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Доброе 10 кВ	10			0,2	0,1							10,79	7,91
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Венцелево	35											36,02	2,91
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Венцелево 10 кВ	10			0,0	0,0							10,61	6,12
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Венцелево 10 кВ (2)	10			0,1	0,0							10,60	5,98
20	<input type="checkbox"/>		База	20	Дежнево	110					0,9	0,6	115,0				115,00	4,55
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ср 1	110											114,58	4,16
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ср 2	110											114,58	4,16
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Дежнево 35	35											36,09	3,11
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Дежнево 10 кВ	10			0,7	0,3							10,75	7,52
25	<input type="checkbox"/>		База	25	Биджан	110			1,7	0,6	5,7	1,4	112,0				112,00	1,82

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	Идоп_p...	I зарп.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			Благословенное - ср.т. 1	5,00	142,20	8,3	1,000	-2	-1	12		
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			Благословенное - ср.т. 2	5,00	142,20	8,3	1,000	-2	-1	12		
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ср.т. 1 - Благословенное...	5,00			0,335	-2	-1	10		
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	4			ср.т. 2 - Благословенное...	5,00			0,335	-2	-1	10		
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	5			ср.т. 1 - Благословенное...	5,00	82,70		0,096	0	0	2		
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ср.т. 2 - Благословенное...	5,00	82,70		0,096	0	0	2		
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7			Амурзет - Амурзет 10 кВ	2,60	23,00	32,6	0,295	-1	-1	26		
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8			Амурзет - Амурзет 10 кВ...	1,40	14,60	46,3	0,295	-1	0	16		
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	6			Благословенное 35 - Аму...	7,56	10,40			-2	-1	42	330,0	12,7
10	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	6	9			Амурзет - Самара	5,72	7,87						330,0	
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	9			Благословенное 35 - Сам...	4,56	6,27			-1	0	14	330,0	4,2
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	10			Самара - Самара 10 кВ	5,10	31,90	22,5	0,295	0	0	5		
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	11			Самара - Самара 10 кВ (2)	5,10	31,90	22,5	0,295	0	0	2		
14	<input type="checkbox"/>	✗	Выкл	7	8			Амурзет 10 кВ - Амурзет ...									
15	<input type="checkbox"/>	✗	Выкл	10	11			Самара 10 кВ - Самара 1...									
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	12			Самара - Столбовое	4,98	6,85			0	0	4	330,0	1,1
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	12			Самара - Столбовое	4,98	6,85			0	0	4	330,0	1,1
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13			Столбовое - Столбовое ...	12,40	49,20	18,3	0,295	0	0	1		
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	16			Доброе - Доброе 10 кВ	12,40	49,20	18,3	0,295	0	0	3		
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	17	18			Венцелево - Венцелево 1...	12,40	49,20	18,3	0,295	0	0	1		
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	17	19			Венцелево - Венцелево 1...	12,40	49,20	18,3	0,295	0	0	2		
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14			Столбовое - Столбовое ...	8,60	49,80	14,4	0,295	0	0	7		
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	15			Благословенное 35 - Доб...	7,68	10,57			0	0	3	330,0	1,0
24	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	15	17			Доброе - Венцелево	8,26	11,37						330,0	
25	<input type="checkbox"/>	✗	Выкл	18	19			Венцелево 10 кВ - Венце...									
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	23			Венцелево - Дежнево 35	8,02	11,03			0	0	3	330,0	1,0
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	21			Дежнево - ср 1	9,70	225,70	5,7	1,000	0	0	3		
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			Дежнево - ср 2	9,70	225,70	5,7	1,000	0	0	3		
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			ср 1 - Дежнево 35	9,70			0,315	0	0	1		
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	23			ср 2 - Дежнево 35	9,70			0,315	0	0	1		
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	24			ср 1 - Дежнево 10 кВ	9,70	131,20		0,094	0	0	2		
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	24			ср 2 - Дежнево 10 кВ	9,70	131,20		0,094	0	0	2		
33	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	25	20			Биджан - Дежнево	7,79	13,65	-83,3					390,0	
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	1			Биджан - Благословенное	9,05	19,19	-123,4		-4	-1	24	390,0	6,1
35	<input type="checkbox"/>	✗	Выкл	13	14			Столбовое 10 кВ - Столб...									

Таблица «Ветви» для нормального режима

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_р...	I/dop
4	6			Благословенное 35 - Аму...	43	43	330,0	12,9
6	9			Амурзет - Самара			330,0	
4	9			Благословенное 35 - Сам...	14	14	330,0	4,3
9	12			Самара - Столбовое	4	4	330,0	1,1
9	12			Самара - Столбовое	4	4	330,0	1,1
4	15			Благословенное 35 - Доб...	3	3	330,0	1,0
15	17			Доброе - Венцелево			330,0	
17	23			Венцелево - Дежнево 35	3	3	330,0	1,0
25	20			Биджан - Дежнево			390,0	
25	1			Биджан - Благословенное	21	24	390,0	6,1

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с одним отключенным трансформатором ПС «Благословенное»

Номер	Название	U_ном ▲	V	dV
5	Благословенное 10	10	10,37	3,67
7	Амурзет 10 кВ	10	10,30	2,95
8	Амурзет 10 кВ (2)	10	10,40	3,95
10	Самара 10 кВ	10	10,62	6,21
11	Самара 10 кВ (2)	10	10,64	6,40
13	Столбовое 10 кВ	10	10,64	6,37
14	Столбовое 10 кВ (2)	10	10,57	5,74
16	Доброе 10 кВ	10	10,64	6,37
18	Венцелево 10 кВ	10	10,61	6,12
19	Венцелево 10 кВ (2)	10	10,60	5,98
24	Дежнево 10 кВ	10	10,75	7,52

Таблица «Отклонение напряжения» для режима с одним отключенным трансформатором ПС «Благословенное»

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV
Нагр	1	Благословенное	110						108,87	-1,03
Нагр	2	ср.т. 1	110						110,42	0,39
Нагр	3	ср.т. 2	110						110,35	0,32
Нагр	4	Благословенное 35	35						36,90	5,44
Нагр	5	Благословенное 10	10	0,6	0,2				10,55	5,53
Нагр	6	Амурзет	35						36,07	3,05
Нагр	7	Амурзет 10 кВ	10	1,4	0,6				10,48	4,83
Нагр	8	Амурзет 10 кВ (2)	10	0,9	0,4				10,58	5,81
Нагр	9	Самара	35						36,74	4,97
Нагр	10	Самара 10 кВ	10	0,2	0,1				10,44	4,36
Нагр	11	Самара 10 кВ (2)	10	0,1	0,0				10,45	4,55
Нагр	12	Столбовое	35						36,70	4,85
Нагр	13	Столбовое 10 кВ	10	0,0	0,0				10,45	4,52
Нагр	14	Столбовое 10 кВ (2)	10	0,4	0,1				10,39	3,92
Нагр	15	Доброе	35						36,84	5,25
Нагр	16	Доброе 10 кВ	10	0,2	0,1				10,45	4,52
Нагр	17	Венцелево	35						36,02	2,91
Нагр	18	Венцелево 10 кВ	10	0,0	0,0				10,61	6,12
Нагр	19	Венцелево 10 кВ (2)	10	0,1	0,0				10,60	5,98
База	20	Дежнево	110			0,9	0,6	115,0	115,00	4,55
Нагр	21	ср 1	110						114,58	4,16
Нагр	22	ср 2	110						114,58	4,16
Нагр	23	Дежнево 35	35						36,09	3,11
Нагр	24	Дежнево 10 кВ	10	0,7	0,3				10,75	7,52
База	25	Биджан	110	1,7	0,6	18,8	10,2	112,0	112,00	1,82
Нагр	26	Графит	35						34,20	-2,27
Нагр	27	Графит 10 кВ	10	12,0	4,8				10,81	8,13

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПК RastrWin

Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	Идоп...	I зарп.
Тр-р	1	2			Благословенное - ср.т. 1	2,60	88,90	12,1	1,054	-8	-5	52		
Тр-р	1	3			Благословенное - ср.т. 2	2,60	88,90	12,1	1,054	-8	-5	53		
Тр-р	2	4			ср.т. 1 - Благословенное...	2,60			0,335	-8	-4	47		
Тр-р	3	4			ср.т. 2 - Благословенное...	2,60			0,335	-8	-4	48		
Тр-р	2	5			ср.т. 1 - Благословенное...	2,60	52,00		0,096	0	0	2		
Тр-р	3	5			ср.т. 2 - Благословенное...	2,60	52,00		0,096	0	0	2		
Тр-р	6	7			Амурзет - Амурзет 10 кВ	2,60	23,00	32,6	0,295	-1	-1	25		
Тр-р	6	8			Амурзет - Амурзет 10 кВ...	1,40	14,60	46,3	0,295	-1	0	16		
ЛЭП	4	6			Благословенное 35 - Аму...	7,56	10,40			-2	-1	42	330,0	12,7
ЛЭП	6	9			Амурзет - Самара	5,72	7,87						330,0	
ЛЭП	4	9			Благословенное 35 - Сам...	4,56	6,27			-1	0	14	330,0	4,2
Тр-р	9	10			Самара - Самара 10 кВ	5,10	31,90	22,5	0,285	0	0	5		
Тр-р	9	11			Самара - Самара 10 кВ (2)	5,10	31,90	22,5	0,285	0	0	2		
Выкл	7	8			Амурзет 10 кВ - Амурзет ...									
Выкл	10	11			Самара 10 кВ - Самара 1...									
ЛЭП	9	12			Самара - Столбовое	4,98	6,85			0	0	4	330,0	1,1
ЛЭП	9	12			Самара - Столбовое	4,98	6,85			0	0	4	330,0	1,1
Тр-р	12	13			Столбовое - Столбовое ...	12,40	49,20	18,3	0,285	0	0	1		
Тр-р	15	16			Доброе - Доброе 10 кВ	12,40	49,20	18,3	0,285	0	0	3		
Тр-р	17	18			Венцелево - Венцелево 1...	12,40	49,20	18,3	0,295	0	0	1		
Тр-р	17	19			Венцелево - Венцелево 1...	12,40	49,20	18,3	0,295	0	0	2		
Тр-р	12	14			Столбовое - Столбовое ...	8,60	49,80	14,4	0,285	0	0	7		
ЛЭП	4	15			Благословенное 35 - Доб...	7,68	10,57			0	0	3	330,0	1,0
ЛЭП	15	17			Доброе - Венцелево	8,26	11,37						330,0	
Выкл	18	19			Венцелево 10 кВ - Венце...									
ЛЭП	17	23			Венцелево - Дежнево 35	8,02	11,03			0	0	3	330,0	1,0
Тр-р	20	21			Дежнево - ср 1	9,70	225,70	5,7	1,000	0	0	3		
Тр-р	20	22			Дежнево - ср 2	9,70	225,70	5,7	1,000	0	0	3		
Тр-р	21	23			ср 1 - Дежнево 35	9,70			0,315	0	0	1		
Тр-р	22	23			ср 2 - Дежнево 35	9,70			0,315	0	0	1		
Тр-р	21	24			ср 1 - Дежнево 10 кВ	9,70	131,20		0,094	0	0	2		
Тр-р	22	24			ср 2 - Дежнево 10 кВ	9,70	131,20		0,094	0	0	2		
ЛЭП	25	20			Биджан - Дежнево	7,79	13,65	-83,3					390,0	
ЛЭП	25	1			Биджан - Благословенное	9,05	19,19	-123,4		-17	-10	105	390,0	26,9
Выкл	13	14			Столбовое 10 кВ - Столб...									
Тр-р	26	27			Графит - Графит 10 кВ	0,88	10,10	59,2	0,325	-6	-3	113		
Тр-р	26	27			Графит - Графит 10 кВ	0,88	10,10	59,2	0,325	-6	-3	113		
ЛЭП	4	26			Благословенное 35 - Гра...	8,41	14,04			-6	-3	113	896,0	12,6
ЛЭП	4	26			Благословенное 35 - Гра...	8,41	14,04			-6	-3	113	896,0	12,6

Таблица «Ветви» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПМК RastrWin

N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_р...	I/I_dop
4	26			Благословенное 35 - Гра...	243	243	896,0	27,2
25	1			Биджан - Благословенное	109	113	390,0	29,1
4	6			Благословенное 35 - Аму...	41	41	330,0	12,4
4	9			Благословенное 35 - Сам...	14	14	330,0	4,1
9	12			Самара - Столбовое	4	4	330,0	1,1
9	12			Самара - Столбовое	4	4	330,0	1,1
17	23			Венцелево - Дежнево 35	3	3	330,0	1,0
4	15			Благословенное 35 - Доб...	3	3	330,0	1,0

Таблица «Токовая нагрузка ЛЭП» для режима с отключением одной из цепей ВЛ 35 кВ Благословенное – Графит

Номер	Название	U_ном	V	dV
14	Столбовое 10 кВ (2)	10	10,65	6,49
13	Столбовое 10 кВ	10	10,71	7,07
12	Столбовое	35	37,59	7,41
3	ср.т. 2	110	113,02	2,75
2	ср.т. 1	110	113,10	2,81
22	ср 2	110	114,58	4,16
21	ср 1	110	114,58	4,16
11	Самара 10 кВ (2)	10	10,71	7,10
10	Самара 10 кВ	10	10,69	6,92
9	Самара	35	37,64	7,53
16	Доброе 10 кВ	10	10,71	7,07
15	Доброе	35	37,73	7,80
23	Дежнево 35	35	36,09	3,11
24	Дежнево 10 кВ	10	10,75	7,52
20	Дежнево	110	115,00	4,55
27	Графит 10 кВ	10	10,02	0,21
26	Графит	35	31,85	-9,00
19	Венцелево 10 кВ (2)	10	10,60	5,98
18	Венцелево 10 кВ	10	10,61	6,12
17	Венцелево	35	36,02	2,91
4	Благословенное 35	35	37,80	7,99
5	Благословенное 10	10	10,81	8,09
1	Благословенное	110	109,50	-0,45
25	Биджан	110	113,00	2,73
8	Амурзет 10 кВ (2)	10	10,85	8,52
7	Амурзет 10 кВ	10	10,76	7,56
6	Амурзет	35	36,98	5,66

Таблица «Отклонение напряжения» для режима с отключением одной из цепей ВЛ 35 кВ Благословенное – Графит

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dv
24	Дежнево 10 кВ	10	0,7	0,3				10,75	7,52
18	Венцелево 10 кВ	10	0,0	0,0				10,61	6,12
19	Венцелево 10 кВ (2)	10	0,1	0,0				10,60	5,98
8	Амурзет 10 кВ (2)	10	0,9	0,4				10,55	5,53
4	Благословенное 35	35						36,81	5,17
5	Благословенное 10	10	0,6	0,2				10,51	5,12
15	Доброе	35						36,74	4,98
9	Самара	35						36,65	4,71
12	Столбовое	35						36,60	4,58
20	Дежнево	110			0,9	0,6	115,0	115,00	4,55
7	Амурзет 10 кВ	10	1,4	0,6				10,45	4,54
11	Самара 10 кВ (2)	10	0,1	0,0				10,43	4,28
16	Доброе 10 кВ	10	0,2	0,1				10,42	4,25
13	Столбовое 10 кВ	10	0,0	0,0				10,42	4,25
22	ср 2	110						114,58	4,16
21	ср 1	110						114,58	4,16
10	Самара 10 кВ	10	0,2	0,1				10,41	4,09
27	Графит 10 кВ	10	12,0	4,8				10,41	4,06
14	Столбовое 10 кВ (2)	10	0,4	0,1				10,36	3,65
23	Дежнево 35	35						36,09	3,11
17	Венцелево	35						36,02	2,91
6	Амурзет	35						35,97	2,78
25	Биджан	110	1,7	0,6	18,1	5,2	113,0	113,00	2,73
1	Благословенное	110						110,80	0,73
26	Графит	110						110,04	0,04
2	ср.т. 1	110						109,99	-0,01
3	ср.т. 2	110						109,92	-0,07

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin

Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	Идоп_р...	I загр.
Тр-р	17	19			Венцелово - Венцелово 1...	12,40	49,20	18,3	0,295	0	0	2		
Тр-р	17	18			Венцелово - Венцелово 1...	12,40	49,20	18,3	0,295	0	0	1		
Тр-р	15	16			Доброе - Доброе 10 кВ	12,40	49,20	18,3	0,285	0	0	3		
Тр-р	12	13			Столбовое - Столбовое ...	12,40	49,20	18,3	0,285	0	0	1		
Тр-р	22	24			ср 2 - Дежнево 10 кВ	9,70	131,20		0,094	0	0	2		
Тр-р	21	24			ср 1 - Дежнево 10 кВ	9,70	131,20		0,094	0	0	2		
Тр-р	22	23			ср 2 - Дежнево 35	9,70			0,315	0	0	1		
Тр-р	21	23			ср 1 - Дежнево 35	9,70			0,315	0	0	1		
Тр-р	20	22			Дежнево - ср 2	9,70	225,70	5,7	1,000	0	0	3		
Тр-р	20	21			Дежнево - ср 1	9,70	225,70	5,7	1,000	0	0	3		
ЛЭП	25	1			Биджан - Благословенное	9,05	19,19	-123,4		-16	-5	89	390,0	22,9
Тр-р	12	14			Столбовое - Столбовое ...	8,60	49,80	14,4	0,285	0	0	7		
ЛЭП	1	26			Благословенное - Графит	8,41	14,04	-110,2		-6	-2	35	896,0	3,9
ЛЭП	1	26			Благословенное - Графит	8,41	14,04	-110,2		-6	-2	35	896,0	3,9
ЛЭП	15	17			Доброе - Венцелово	8,26	11,37						330,0	
ЛЭП	17	23			Венцелово - Дежнево 35	8,02	11,03			0	0	3	330,0	1,0
Тр-р	26	27			Графит - Графит 10 кВ	7,95	139,00	5,3	0,098	-6	-3	35		
Тр-р	26	27			Графит - Графит 10 кВ	7,95	139,00	5,3	0,098	-6	-3	35		
ЛЭП	25	20			Биджан - Дежнево	7,79	13,65	-83,3					390,0	
ЛЭП	4	15			Благословенное 35 - Доб...	7,68	10,57			0	0	3	330,0	1,0
ЛЭП	4	6			Благословенное 35 - Аму...	7,56	10,40			-2	-1	42	330,0	12,7
ЛЭП	6	9			Амурзет - Самара	5,72	7,87						330,0	
Тр-р	9	11			Самара - Самара 10 кВ (2)	5,10	31,90	22,5	0,285	0	0	2		
Тр-р	9	10			Самара - Самара 10 кВ	5,10	31,90	22,5	0,285	0	0	5		
ЛЭП	9	12			Самара - Столбовое	4,98	6,85			0	0	4	330,0	1,1
ЛЭП	9	12			Самара - Столбовое	4,98	6,85			0	0	4	330,0	1,1
ЛЭП	4	9			Благословенное 35 - Сам...	4,56	6,27			-1	0	14	330,0	4,2
Тр-р	6	7			Амурзет - Амурзет 10 кВ	2,60	23,00	32,6	0,295	-1	-1	26		
Тр-р	3	5			ср.т. 2 - Благословенное...	2,60	52,00		0,096	0	0	2		
Тр-р	2	5			ср.т. 1 - Благословенное...	2,60	52,00		0,096	0	0	2		
Тр-р	3	4			ср.т. 2 - Благословенное...	2,60			0,335	-2	-1	10		
Тр-р	2	4			ср.т. 1 - Благословенное...	2,60			0,335	-2	-1	10		
Тр-р	1	3			Благословенное - ср.т. 2	2,60	88,90	12,1	1,000	-2	-1	12		
Тр-р	1	2			Благословенное - ср.т. 1	2,60	88,90	12,1	1,000	-2	-1	12		
Тр-р	6	8			Амурзет - Амурзет 10 кВ...	1,40	14,60	46,3	0,295	-1	0	16		
Выкл	13	14			Столбовое 10 кВ - Столб...									
Выкл	18	19			Венцелово 10 кВ - Венце...									
Выкл	10	11			Самара 10 кВ - Самара 1...									
Выкл	7	8			Амурзет 10 кВ - Амурзет ...									

Таблица «Ветви» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin

Тип	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название	I_нач	I_кон	Идоп_р...	I/dop
ЛЭП	4	6			Благословенное 35 - Аму...	42	42	330,0	12,8
ЛЭП	6	9			Амурзет - Самара			330,0	
ЛЭП	4	9			Благословенное 35 - Сам...	14	14	330,0	4,2
ЛЭП	9	12			Самара - Столбовое	4	4	330,0	1,1
ЛЭП	9	12			Самара - Столбовое	4	4	330,0	1,1
ЛЭП	4	15			Благословенное 35 - Доб...	3	3	330,0	1,0
ЛЭП	15	17			Доброе - Венцелево			330,0	
ЛЭП	17	23			Венцелево - Дежнево 35	3	3	330,0	1,0
ЛЭП	25	20			Биджан - Дежнево			390,0	
ЛЭП	25	1			Биджан - Благословенное	90	93	390,0	23,8
ЛЭП	1	26			Благословенное - Графит			896,0	
ЛЭП	1	26			Благословенное - Графит	69	71	896,0	8,0

Таблица «Токовая нагрузка ЛЭП» для режима с отключении одной цепи ВЛ 110 кВ Благословенное – Графит

Номер	Название	U_ном	V	dV
1	Благословенное	110	110,53	0,49
2	ср.т. 1	110	109,72	-0,25
3	ср.т. 2	110	109,65	-0,32
4	Благословенное 35	35	36,72	4,92
5	Благословенное 10	10	10,49	4,86
6	Амурзет	35	35,88	2,51
7	Амурзет 10 кВ	10	10,43	4,26
8	Амурзет 10 кВ (2)	10	10,53	5,25
9	Самара	35	36,56	4,45
10	Самара 10 кВ	10	10,38	3,83
11	Самара 10 кВ (2)	10	10,40	4,02
12	Столбовое	35	36,51	4,32
13	Столбовое 10 кВ	10	10,40	3,99
14	Столбовое 10 кВ (2)	10	10,34	3,38
15	Доброе	35	36,65	4,72
16	Доброе 10 кВ	10	10,40	3,99
17	Венцелево	35	36,02	2,91
18	Венцелево 10 кВ	10	10,61	6,12
19	Венцелево 10 кВ (2)	10	10,60	5,98
20	Дежнево	110	115,00	4,55
21	ср 1	110	114,58	4,16
22	ср 2	110	114,58	4,16
23	Дежнево 35	35	36,09	3,11
24	Дежнево 10 кВ	10	10,75	7,52
25	Биджан	110	113,00	2,73
26	Графит	110	108,91	-0,99
27	Графит 10 кВ	10	10,29	2,90

Таблица «Отклонение напряжения» для режима с отключением одной из цепей ВЛ 110 кВ Благословенное – Графит