

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ 2017г.
« ____ » _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция западной части города Благовещенск с центром питания подстанция 35 кВ Водозабор

Исполнитель

студент группы 342зсб1

подпись, дата

Р.В. Хан-Ен

Руководитель

д.т.н., профессор

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ 2017г.
« _____ » _____

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: Хан-Ен Романа Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция западной части города Благовещенск с центром питания подстанция 35 кВ Водозабор

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна

(фамилия, имя, отчество, должность, ученная степень, ученное звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика объекта исследования	9
1.1 Актуальность темы исследования	9
1.2 Исследование климато-географических характеристик района	10
1.2.1 Разведывательные работы Водозаборного месторождения в Октябрьском районе Благовещенской области и заключения по итогам их проведения	13
1.3 Анализ существующей сети 110/35/10(6) кВ	15
2 Анализ электропотребления сети	21
2.1 Анализ электропотребления сети за период с 2010 по 2015гг. с прогнозом до 2020г.	21
2.2 Прогнозирование электрических нагрузок на перспективу до 2025 г., с учетом включения в сеть ПС «Водозабор»	23
2.3 Исследование необходимости компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ	27
3 Разработка схемы развития электрической сети 110/35/10(6) кВ энергоузла Благовещенской области	29
3.1 Определение рационального напряжения питающей сети для ПС «Водозабор»	29
3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС «Водозабор», «БВС», «Дежнево» и «Ленинск»	30
3.3 Оценка принятых принципиальных решений по присоединению ПС «Водозабор» к существующей сети 110 кВ	34
3.3.1 Рассмотрение вариантов схем присоединения ПС «Водозабор» к существующей системе электроснабжения, выбор оптимального варианта путем проведения инженерно-технического анализа	34

3.4	Расчет и анализ электрических режимов	35
3.5	Принципиальные решения по компоновке ПС 110/35/10 кВ «Водозабор» и строительства ВЛ 110 кВ	50
3.5.1	Выбор схемы ПС «Водозабор»	50
3.5.2	Выбор сечения проводов ВЛ 110 кВ	50
3.5.3	Выбор типа конструкции опор ВЛ	51
3.5.4	Выбор изоляторов	52
3.6	Анализ необходимых мероприятий по модернизации существующей сети 110 кВ	55
4	Анализ необходимых капитальных вложений по укрупненным показателям	60
5	Анализ безопасности и экологичности	64
5.1	Охранная зона ВЛ 110 кВ	64
5.2	Экологичность проекта	69
	Заключение	71
	Библиографический список	73
	Приложение А. Графики электрических нагрузок ПС 110 кВ	76

РЕФЕРАТ

Работа содержит 83 страницы, 26 формул, 33 рисунка, 16 таблиц, 31 источник.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ, УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ.

В выпускной квалификационной работе проведена модернизация системы электроснабжения села Верхнеблаговещенское Благовещенского района, в связи с реконструкцией подстанции «Водозабор». Дано описание района;

произведен расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, выбор кабельных линий, определена надёжность работы подстанции.

Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки низковольтного и высоковольтного электрооборудования; определены параметры заземляющих устройств ОРУ 35 кВ, зоны защиты от прямых ударов молнии, рассмотрен расчет релейной защиты трансформаторов и отходящих линий.

Рассмотрены правила техники безопасности при производстве монтажных и пусконаладочных работ; рассчитана экономическая часть и дана экономическая оценка проекта.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе 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

Инфраструктурной отраслью, определяя многие стороны существования развитого социума человеческого общества. С особой наглядностью это проявляется в жизни современных городов. Энергопотребление и особенно электропотребление становятся в один ряд с водопотреблением, потреблением воздуха и солнечного света.

Электрификация, то есть производство, распределение и применение электроэнергии во всех отраслях народного хозяйства и быта населения - одна из важных факторов технического прогресса. На базе электрификации стала развиваться промышленность, электроэнергия стала проникать в сельское хозяйство и транспорт. Использование электроэнергии обуславливает значительное увеличение производительности труда. Весь опыт развития электрификации показал, что надежное, высококачественное и дешевое электроснабжение можно получить только от крупных районных подстанций, объединенных в мощные энергетические системы. Развитие районных электростанций, объединение их в энергетические системы создают благоприятные условия для электрификации всех отраслей народного хозяйства страны, и в том числе сельского хозяйства. По мере роста нагрузок будет происходить реконструкция существующих электрических сетей. При реконструкции будут широко внедряться мероприятия по повышению надежности электроснабжения. Перерывы в электроснабжении потребителей приводят в ряде случаев к порче и недоотпуску продукции, нарушению или прекращению технологических процессов. Обеспечить надежность электроснабжения потребителей - одна из важнейших задач проектирования, сооружения и эксплуатации электроустановок.

Однако повышение надежности электроснабжения связано с дополнительными затратами средств и оборудования. Поэтому выбор средств, повышающих надежность работы электрических сетей, должен быть экономически обоснован путем сравнения возможного экономического ущерба

от перерывов электроснабжения с ежегодными затратами на установку и эксплуатацию устройств, сокращающих или устраняющих эти перерывы.

Повышенные требования к надежности электроснабжения предъявляются к современным предприятиям.

Прекращение электроснабжения таких предприятий вызывает нарушение технологического процесса и значительный материальный ущерб. Кроме того, значительные неудобства испытывает население современных сёл и деревень при нарушениях электроснабжения. С развитием электрификации возникли проблемы обеспечения надежной передачи электроэнергии. Такие меры, как использование параллельной работы электрических машин и трансформаторов, наличие на электростанциях резерва, объединение высоковольтных линий электропередач в единую систему и другие мероприятия направлены на то, чтобы снабжение электропотребителей было более надежным. Современная новая техника требует существенного уменьшения массы (веса) и габаритов оборудования при высокой его надежности. В связи с этим интуитивный и эмпирический подход к повышению надежности оборудования должны были уступить место новому подходу, при котором определения, оценки и расчеты надежности базируются на теории вероятностей и методах математической статистики.

Надежность сложных сетей, а тем более систем зависит от надежности работы его элементов. Например, надежность замкнутой электрической сети, как сложного устройства, определяется надежностью работы ее основных частей - воздушными линиями, трансформаторами, разъединителями, выключателями и т. д.

Целью написания выпускной квалификационной работы является модернизация систем электроснабжения Благовещенского района, так как система электроснабжения устарела физически и морально, а именно не удовлетворяет требованиям по надёжности, электробезопасности, способности обеспечивать потребителей необходимым количеством электроэнергии. А так же необходима реконструкция подстанции «Водозабор», так как

рост электрической нагрузки приводит к значительному увеличению загрузки существующей ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор. При этом в послеаварийных режимах отключения питающей ВЛ 35 кВ или при выводе в ремонт трансформатора Т2 в период зимнего максимума потребуются ограничение значительной части потребителей.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Актуальность темы исследования

В последние годы на территории Благовещенской 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 Водозабора 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 Благовещенской 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 Водозабора, 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 Благовещенской области и без тщательного подхода, рассмотрения

всех возможных вариантов подключения к сети и производства расчетов может ухудшить качество электроснабжения существующих потребителей.

Таким образом, рассмотрение модернизации кольцевой питающей сети 110 кВ 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 кольцевой сети 110 кВ новой ПС 110 кВ «Водозабор» и исследование параметров работы сети с ПС «Водозабор», оценке влияния включения данной подстанции на электроснабжение существующих потребителей.

Необходимо расчетным путем исследовать работу электрической сети с включением в нее ПС «Водозабор» 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. Предусмотреть мероприятия по компенсации реактивной мощности в сети и регулирования напряжения.

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

Таблица 1 – Справочные данные

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

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 Благовещенской 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 четырех районах автономии: г.Биробиджан, Биробиджанский, Ленинский и Октябрьский муниципальные районы. Примерно 30 % населения этих районов заняты на промышленных предприятиях оснащенных современным оборудованием.

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

1.2.1 Разведывательные работы Водозаборного месторождения в Октябрьском районе Благовещенской области и заключения по итогам их проведения

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

Еще в 2012 году «Компания "Дальневосточный Водозабор", которая является дочерним предприятием «Группы «Магnezит» начала работу в Благовещенской области по разведке Водозаборового месторождения. «Группа «Магnezит» 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 Водозабора Союзенского месторождения в промышленности дали хорошие результаты.

По словам председателя ООО «Дальневосточный Водозабор» 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 Благовещенской области из других регионов страны. В селе Амурзет планируется возвести для таких работников современное жилье.

Представители ООО «Дальневосточный Водозабор» 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 области осуществляется филиалом АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» - «Электрические сети Благовещенской области». На балансе филиала находится 9 ПС 110/35/10(6) кВ, 41 ПС 35/10(6) кВ и 1369 зданий ТП 10(6)/0,4 кВ.

Сеть 110 кВ имеет конфигурацию кольца с двумя радиальными линиями на ПС Благословенное и ПС АРЗ. Схематически электрическая сеть представлена на рисунке 1.

Как видно из схемы участки сети «Биробиджан-СК», «Биробиджан-АРЗ», «Биробиджан-БВС» и «БВС-КРС» выполнены двухцепными, остальные участки выполнены одноцепными линиями.

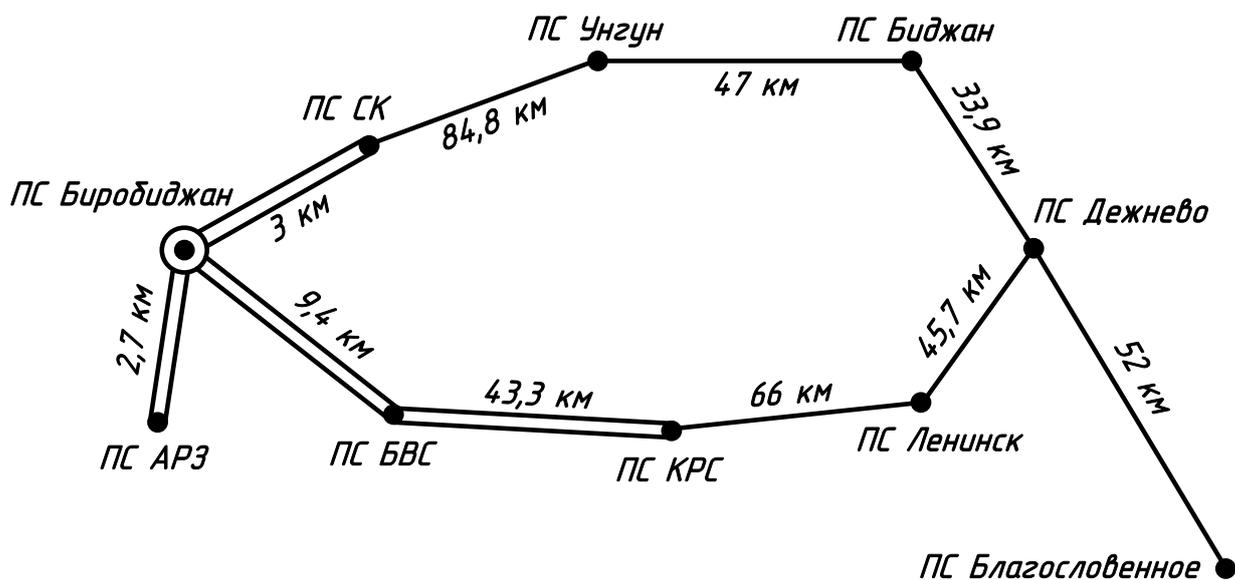


Рисунок 1 – Схема электрической сети 110 кВ энергоузла Благовещенской области.

Участки сети отличаются друг от друга по протяженности, как видно из рисунка 1, небольшой протяженностью отличаются лишь участки примыкающие к ПС «Биробиджан», остальные подстанции довольно далеко расположены друг от друга.

Центром питания всей сети 110 кВ является ПС 220/110/35/6 кВ «Биробиджан», принадлежащая компании «Магистральные электрические сети Востока». ПС «Биробиджан» на которой установлено три автотрансформатора мощностью 63, 63 и 60 МВА, соответственно (третий автотрансформатор 3 АТ мощностью 60 МВА находится в холодном резерве), была построена в 1970 году. В период с 2017-2018 гг. на подстанции запланирована реконструкция с заменой трансформаторов на мощность 80 МВА.

Подстанция 110/35/6 кВ «СК» была включена в сеть в июле 1991 года. На подстанции установлены два трансформатора 25 МВА. Данная подстанция строилась специально для электроснабжения строящейся «Северной котельной», предназначенной для нужд города, однако данный объект так и остался не достроенным, поэтому подстанция на сегодняшний день загружена всего на 10% от своей номинальной мощности.

Подстанция 110/35/10 кВ «Унгун» построена в 1984 году, на подстанции установлено два трансформатора 6,3 МВА и 4,0 МВА. Первый трансформатор номинального напряжения 110 кВ, а второй 35 кВ. ОРУ 110 кВ представлено одной системой шин. Подстанция питает ряд населенных пунктов Ленинского муниципального района.

Подстанция 110/35/10 кВ «Биджан» также питает часть Ленинского района Благовещенской области. На подстанции установлено два трансформатора 10 и 6,3 МВА соответственно. ОРУ 110 кВ представлено двумя системами шин с секционированием и ремонтной перемычкой в цепях 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.

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

Еще одной подстанцией питающей Ленинский район Благовещенской области является ПС 110/35/10 кВ «Ленинск». ОРУ 110 кВ представлено двумя системами шин с секционированием и ремонтной перемычкой в цепях линий. Подстанция введена в эксплуатацию в 1976 году. В 2014 году на подстанции была проведена реконструкция, в результате которой была произведена замена трансформатора 6,3 МВА на мощность 25 МВА. В перспективе, планируется также заменить и второй трансформатор на мощность 25 МВА.

Подстанция 110/35/10 кВ «КРС» осуществляет электроснабжение Биробиджанского района Благовещенской области. Год ввода в эксплуатацию 1976. ОРУ 110 кВ представлено двумя системами шин с секционированием и ремонтной перемычкой в цепях линий. На подстанции установлено два трансформатора 10,0 и 6,3 МВА соответственно.

Подстанция 110/35/10/6 кВ «БВС» является центром питания для части областного центра Благовещенской области – г.Биробиджана. ОРУ 110 кВ имеет две рабочие и одну обходную систему шин. Подстанция введена в эксплуатацию в 1991 году. На подстанции установлено два трансформатора 110/35/10 кВ 10,0 и 16,0 МВА соответственно и один трансформатор 35/6 кВ, получающий питание от ОРУ 35 кВ.

Вышеперечисленные подстанции окончательно были соединены в кольцо в 1987 году, что оказало существенное влияние на показатели надежности электроснабжения.

ПС 110/35/10 кВ «Благословенное» осуществляет питание Октябрьского района Благовещенской области. Подстанция, как видно из рисунка 1 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.

Однолинейная электрическая схема сети 110/35/10(6) кВ представлена на рисунке 2.

В основном, все ВЛ 110 кВ, соединяющие подстанции являются протяженными (длины ВЛ, а также марка и сечение провода указаны на рисунке 2). Трассы ВЛ проходят по сложным местностям, включающим болотистые, гористые участки, переходы через реки.

Настоящая схема электрических сетей 110/35/10(6) кВ энергоузла Благовещенской 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 «Водозабор».

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.

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

В жилых зданиях к первой категории относятся: пожарные насосы, устройства дымозащиты и другие противопожарные устройства, лифты, эвакуационное. К I категории также относятся электроприемники операционных, отделений реанимации, родильных, неотложной помощи и

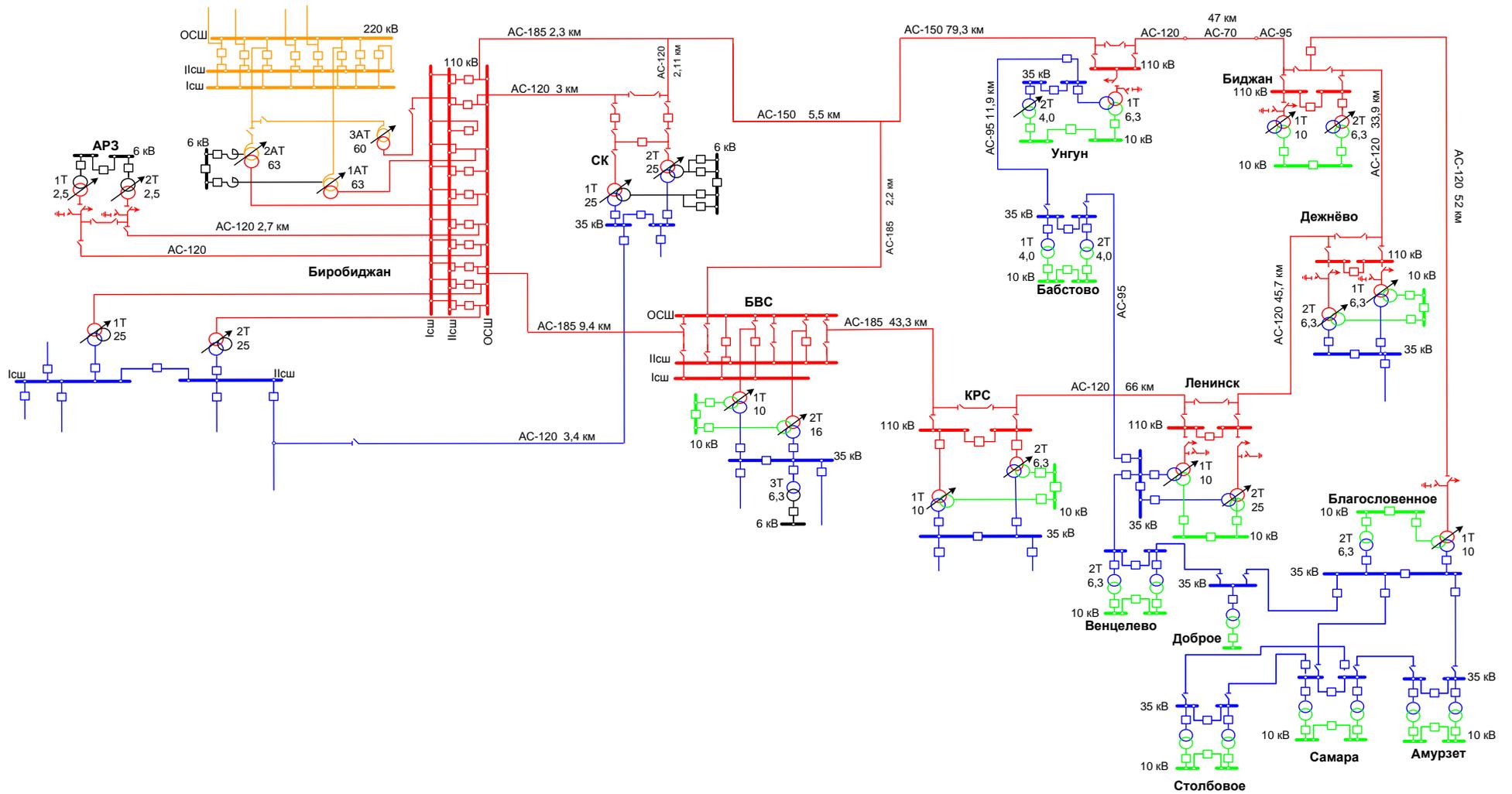


Рисунок 2 – Однолинейная схема электрических сетей 110/35/10(6) кВ энергоузла Благовещенской области

других аналогичных помещений больниц, от бесперебойности, работы которых зависит жизнь больных.

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

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

2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ СЕТИ

2.1 Анализ электропотребления сети за период с 2010 по 2015 гг. с прогнозом до 2020г.

Имея данные контрольного замера значений электрических нагрузок на ПС 110 кВ в дни зимнего и летнего максимумов с 2010 по 2015гг., анализируем электропотребление сети 110 кВ. Данные нагрузок, представленные в таблицах 2 и 3, указаны в МВт.

Таблица 2. Анализ электропотребления подстанций сети 110 кВ Благовещенской области, в зимний период с 2010 по 2015гг, по активной мощности, МВт.

Контр. замер, год	ПС СК	ПС Унгун	ПС Биджан	ПС Дежнево	ПС Ленинск	ПС КРС	ПС БВС	ПС Благословенное	ПС АРЗ	Итого
2010	4,8	1,03	1,61	1,09	8,81	2,11	8,17	5,56	0,2	34,38
2011	4,93	1,01	2,32	1,05	8,9	2,15	8,74	5,95	0,49	35,54
2012	6,94	1,26	1,87	0,85	11,22	1,64	9,8	5,81	0,56	39,95
2013	5,72	1,2	1,19	0,87	11,5	1,24	10,23	5,74	0,9	38,59
2014	7,78	0,89	1,25	1,27	11,32	1,3	11,07	5,42	0,31	40,61
2015	7,82	0,92	1,47	1,41	11,55	1,34	11,82	6,71	0,5	42,54

Таблица 3. Анализ электропотребления подстанций сети 110 кВ Благовещенской области, в летний период с 2010 по 2015гг, по активной мощности, МВт.

Контр. замер, год	ПС СК	ПС Унгун	ПС Биджан	ПС Дежнево	ПС Ленинск	ПС КРС	ПС БВС	ПС Благословенное	ПС АРЗ	Итого
2010	0,53	1,7	0,43	0,64	3,39	1,02	5,79	3,08	0,25	16,83
2011	0,43	2,08	0,45	0,86	2,96	0,92	5,37	2,69	0,38	16,14
2012	4,08	1,83	0,5	0,67	3,27	0,68	5,39	2,78	0,53	19,73
2013	2,32	1,94	0,61	0,72	4,67	0,86	5,97	2,73	0,21	20,03
2014	2,69	2,13	0,6	0,79	4,72	0,62	7,95	2,75	0,31	22,56
2015	2,73	1,85	0,52	0,41	4,54	0,59	7,79	2,86	0,2	22,69

Таблица 4. Анализ электропотребления подстанций сети 110 кВ Благовещенской области, в зимний период с 2010 по 2015гг, по реактивной мощности, МВар.

Контр. замер, год	ПС СК	ПС Унгун	ПС Биджан	ПС Дежнево	ПС Ленинск	ПС КРС	ПС БВС	ПС Благословенное	ПС АРЗ	Итого
2010	1,68	0,412	0,563	0,44	3,96	0,74	3,27	2,04	0,08	13,18
2011	1,54	0,315	0,42	0,48	3,56	0,82	3,05	2,11	0,09	12,38
2012	2,77	0,44	0,65	0,365	4,49	0,511	3,05	2,03	0,196	14,5
2013	2,002	0,42	0,47	0,35	4,6	0,386	3,58	2,01	0,36	14,18
2014	2,72	0,311	0,5	0,508	4,75	0,416	4,43	2,17	0,1	15,9
2015	3,13	0,37	0,514	0,564	4,62	0,536	4,73	2,28	0,22	16,96

Для большей наглядности анализа электропотребления, по имеющимся данным построим графики изменения нагрузки в сети 110 кВ с 2010 по 2015 года. Графики, построенные для зимнего и летнего периодов работы сети представлены на рисунках 3 и 4.

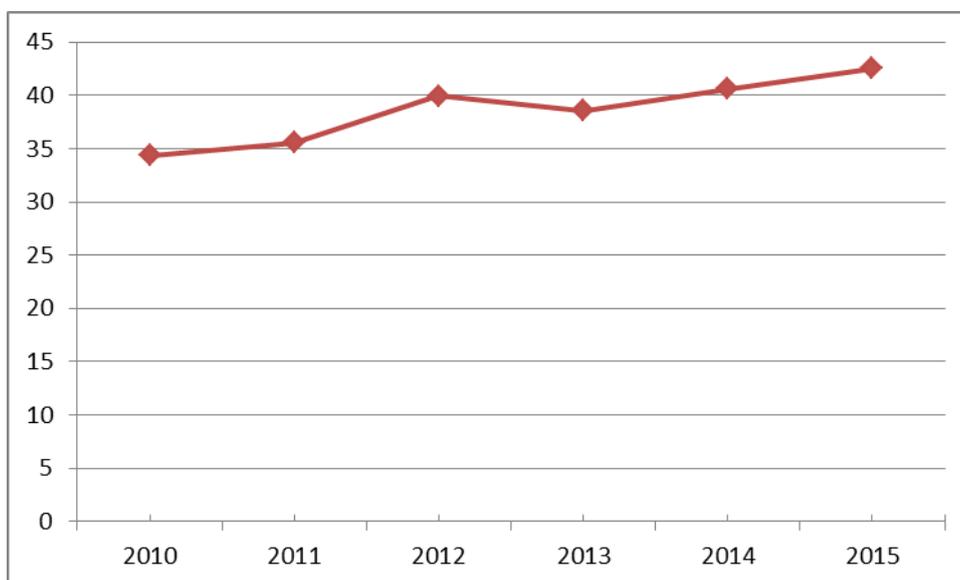


Рисунок 3 – Электропотребление сети 110 кВ энергоузла Благовещенской области в зимний период с 2010 по 2015 гг.

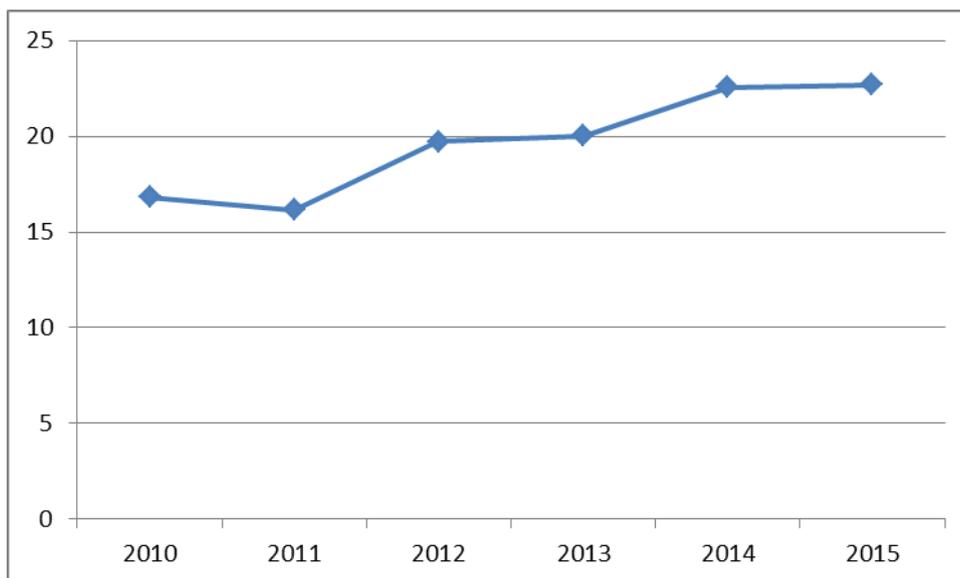


Рисунок 4 – Электропотребление сети 110 кВ энергоузла Благовещенской области в летний период с 2010 по 2015 гг.

Анализируя имеющиеся данные можно сделать вывод о ежегодном приросте нагрузок в рассматриваемой сети, что наглядно показано на графиках электропотребления (рисунки 3,4). Так, за рассматриваемый период в 5 лет, общая нагрузка в сети увеличилась на 8,16 МВт – в зимний период работы и на 5,86 МВт – в летний период.

2.2 Прогнозирование электрических нагрузок на перспективу до 2025 г. с учетом включения в сеть ПС «Водозабор»

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

При проектировании электрических сетей либо их реконструкции, необходимо учитывать изменение нагрузки во времени, в нашем случае необходимо принять нагрузки с перспективой роста на 10 лет вперед.

Для прогнозирования нагрузок принимаем метод расчета электрических нагрузок на базе ретроспективного анализа.

Алгоритм прогнозирования следующий:

1. По имеющимся данным контрольного замера, за зимний период 2010 и 2015 гг., строим суточные графики электрических нагрузок (ГЭН), для всех подстанций сети 110 кВ: БВС, КРС, Ленинск, Дежнево, Биджан, Унгун, СК, АРЗ, Благословенное. По построенным графикам определяем средние значение мощности за сутки.

$$P_{cp.} = \frac{1}{T_c} \cdot \sum_i^n P_i \cdot t_i \quad (1)$$

где T_c – рассматриваемый промежуток времени, ч;

P_i – значение активной мощности в i -ый час суток, МВт;

t_i – интервал времени, в котором нагрузка остается неизменной.

2. Определяем относительный прирост нагрузки по формуле:

$$\varepsilon = \frac{P_{j+1}^{cp.} + P_j^{cp.}}{P_{j+1}^{cp.}} = \frac{P_{cp.}^{2015} + P_{cp.}^{2010}}{P_{cp.}^{2010}} \cdot 100\% \quad (2)$$

3. На основе ретроспективного анализа, пользуясь формулой сложных процентов, определяем прогнозируемую мощность на длительный период:

$$P_{cp.}^{np.} = P_{cp.}^{\delta} \cdot (1 + \varepsilon_{*cp.zod.})^{t_{np.} - t_{\delta}} \quad (3)$$

где $P_{cp.}^{\delta}$ - базовая мощность, Вт

$\varepsilon_{*cp.год}$ - среднегодовой прирост мощности в относительных единицах;

t_{np} - прогнозируемый год;

$t_{\bar{o}}$ - базовый год.

В качестве базисной принимаем среднюю мощность последнего года, при положительном относительном приросте мощности, т.е. за базисную принимаем мощность 2015 года.

4. График нагрузки базового года переводим в относительные единицы, по формуле:

$$P_{*i} = \frac{P_i}{P_{cp.}} \quad (4)$$

5. На базе реального графика нагрузки строим прогнозируемый график нагрузки. Пересчет осуществляем по средней прогнозируемой мощности:

$$P_i = P_{cp.}^{np.} \cdot P_{*i} \quad (5)$$

6. По полученному графику определяем среднюю и максимальную нагрузку на 2020 год.

На основе вышеизложенного алгоритма производим построение графиков для всех перечисленных подстанций 110 кВ. Построенные суточные графики базового года и прогнозируемые для ПС «БВС» представлены на рисунках 5, 6. ГЭН построенные для остальных ПС 110 кВ представлены в приложении А. Исходными данными для расчета нагрузок являются данные контрольного замера в день зимнего максимума за 2015 год и за 2010 год. Полученные расчетные данные средней и максимальной мощности на прогнозируемый год, для каждой подстанции, заносим в таблицу 5.

Кроме того, необходимо учесть включение в сеть 110 кВ подстанции «Водозабор», установленной мощностью 16 МВА (согласно заявке на технологическое присоединение).

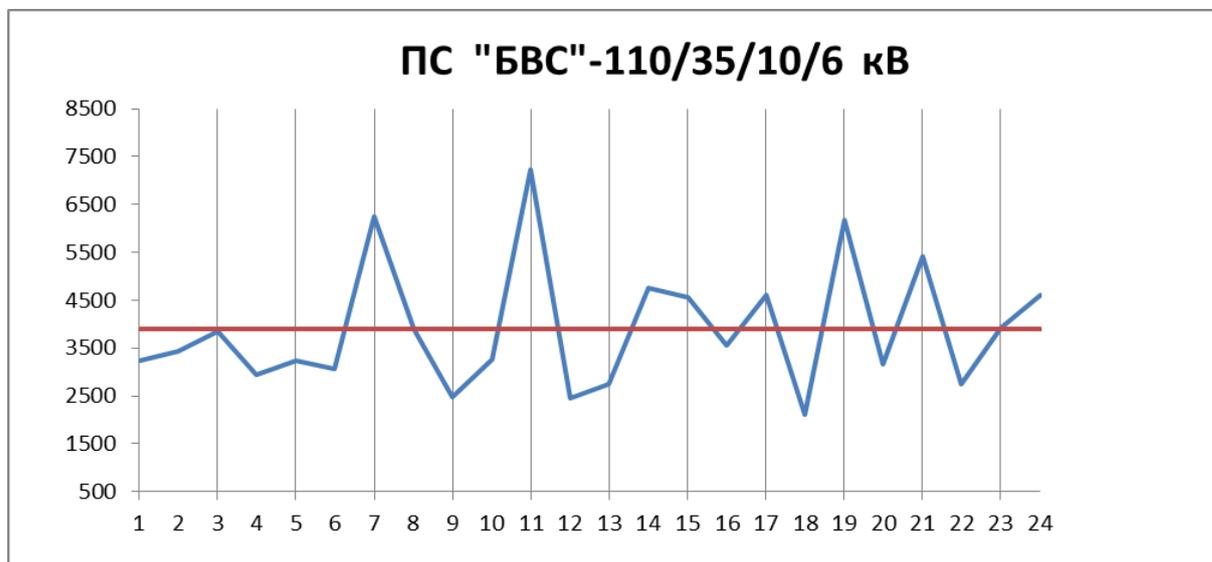


Рисунок 5 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «БВС» зимнего максимума нагрузок базового 2015 г.

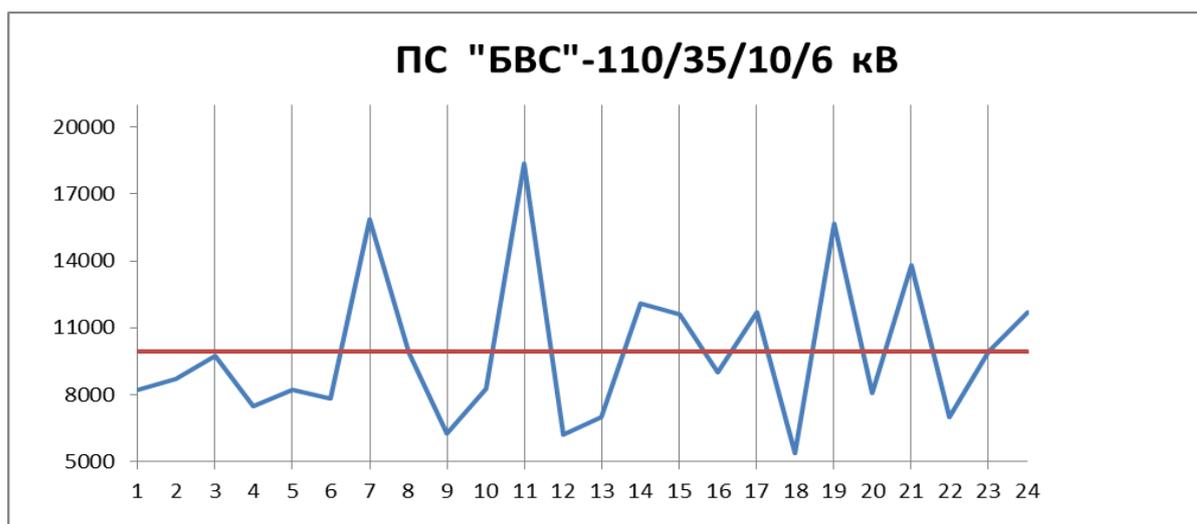


Рисунок 6 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «БВС» зимнего максимума нагрузок перспективного 2025г.

Таблица 5 – Прогнозируемое электропотребление сети 110/35/10(6) кВ энергоузла Благовещенской области

<i>Наименование ПС</i>	<i>Средняя ожидаемая мощность на 2025г., МВА</i>	<i>Максимальная ожидаемая мощность на 2025г., МВА</i>
БВС	10,52	18,1
КРС	2,15	2,55
Ленинск	10,64	13,45
Дежнево	1,9	2,03
Биджан	2,12	2,38
Унгун	2,1	2,25
СК	6,1	7,22
Благословенное	7,48	8,05
АРЗ	0,5	1,65
<i>Итого:</i>	43,99	58,54

Анализируя прогнозируемую нагрузку всех подстанций 110 кВ до 2025 года и дополнительную нагрузку в виду включения в сеть ПС «Водозабор», можно сделать вывод о том, что к 2025 году общее электропотребление сети 110 кВ энергоузла Благовещенской области будет составлять порядка 75 МВт.

2.3 Исследование необходимости компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ

После проведения анализа электропотребления сети 110 кВ, выявлено, что максимальная реактивная мощность в сети зафиксирована в день контрольного замера фактического потокораспределения зимнего максимума нагрузок 2015 года и составила 16,96 МВар. Максимальная величина электропотребления по активной мощности в этот же день составляла 42,54 МВт.

Перед выбором мощности и марки трансформаторов на ПС «Водозабор» и тех подстанциях, где необходима замена трансформаторов, решим вопрос о компенсации реактивной мощности, определив величину экономически целесообразного коэффициента мощности.

Согласно Приказу № 380 Минэнерго России от 23.06.2015г. «О порядке расчета значения соотношения потребляемой активной и реактивной мощности, для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», максимальное значение коэффициента реактивной мощности в сети 110 кВ устанавливается не выше 0,5 [2].

$$tg\varphi = \frac{Q_p}{P_p} \quad (6)$$

Рассчитаем реальный коэффициент мощности, используя электропотребления сети 110 кВ, приведенные выше:

$$tg\varphi = \frac{16,96}{42,54} = 0,398$$

Оптимальный или экономически целесообразный коэффициент мощности $tg\varphi_{opt}$, для сети высшего напряжения 110 кВ составляет 0,398.

Таким образом, получаем, что реальный коэффициент $tg\varphi \leq 0,5$ поэтому компенсация реактивной мощности в сети 110 кВ не требуется.

3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110/35/10(6) кВ ЭНЕРГОУЗЛА БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

3.1 Определение рационального напряжения питающей сети для ПС «Водозабор»

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет как на ее технико-экономические показатели, так и на технические характеристики [3]. Так, например, при повышении номинального напряжения снижаются потери мощности и электроэнергии, т.е. снижаются эксплуатационные расходы, уменьшаются сечения проводов и затраты металла на сооружение линий, растут предельные мощности, передаваемые по линиям, облегчается будущее развитие сети, но увеличиваются капитальные вложения на сооружение сети. Сеть меньшего напряжения требует наоборот, меньших капитальных затрат, но приводит к большим эксплуатационным расходам из-за роста потерь мощности и электроэнергии, кроме того, обладает меньшей пропускной способностью. Из сказанного очевидна важность правильного выбора номинального напряжения сети при ее проектировании.

Экономически целесообразное напряжение сети зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др.

Определим рациональное напряжение электрической сети по эмпирической формуле Г. А. Илларионова [3]:

$$U_{расч} = \frac{1000}{\sqrt{\left(\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}\right)}}, \quad (7)$$

где L – длина цепи, м;

P – поток мощности, кВт.

Рассчитаем рациональное номинальное напряжение питающей сети для заявляемого к технологическому присоединению потребителя:

$$U_{расч} = \frac{1000}{\sqrt{\left(\frac{500}{8,3} + \frac{2500}{16000}\right)}} = 121,6кВ ;$$

Таким образом, рациональным номинальным напряжением, для передачи, заявленной потребителем мощности, является 110 кВ. Однако, для при более подробном анализе работы электрической сети, рассмотрим все возможные варианты подключения ПС «Водозабор» к существующей системе электроснабжения.

3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС «Водозабор», «БВС», «Дежнево» и «Ленинск»

Число силовых трансформаторов определяется требованиями надежности. На подстанциях 110-220 кВ промышленных предприятий наибольшее распространение получили двухтрансформаторные подстанции.

Согласно заявке на технологическое присоединение, максимальная заявленная мощность Водозаборного завода составит 16 МВА, категория надежности -I. По справочным данным [4] выбираем мощность трансформатора – 16 МВА. Нагрузочная способность трансформаторов регламентируется ГОСТ 14209-85, в соответствии с которым допускаются систематические и послеаварийные перегрузки сверх номинального тока. Рассчитаем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

Коэффициент загрузки:

$$K_{загр.} = \frac{S_P}{N_{ТР} \cdot S_{НОМ}} \quad (8)$$

где S_p -полная расчетная мощность ПС, кВА.;

N_{TP} - количество трансформаторов, установленных на ПС;

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

$$K_{ЗАГР.} = \frac{16000}{2 \cdot 16000} = 0,5$$

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

Осуществим проверку выбранной мощности, определив коэффициент загрузки в аварийном режиме:

$$K_{ЗАГР.ПА} = \frac{S_p}{S_{НОМ}} \tag{9}$$

$$K_{ЗАГР.ПА} = \frac{16000}{16000} = 1$$

Таким образом для ПС 110/35/10 кВ «Водозабор» выбираем два трансформатора марки ТДТН-16000/110/35/10 УХЛ1 каждый.

Согласно таблице 5, электропотребление ПС «Благословенное» к 2025 году составит 8,05 МВА. Основное питание потребителей осуществляется от первого трансформатора, мощностью 10 МВА, второй трансформатор, мощностью 6,3 МВА, согласно схемы не может питать потребителей рассматриваемого района, при выводе первого трансформатора в ремонт. В таком режиме питание осуществляется по сети 35 кВ от ПС «Дежнево», поэтому для запитывания потребителей ПС «Благословенное», в аварийном режиме, необходимо заменить трансформаторы на ПС «Дежнево», поскольку, согласно таблице 5, общее электропотребление этих подстанций

составит 10,08 МВА. По справочным данным [4] выбираем мощность трансформатора – 10 МВА. Нагрузочная способность трансформаторов регламентируется ГОСТ 14209-85, в соответствии с которым допускаются систематические и послеаварийные перегрузки сверх номинального тока. Рассчитаем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

Коэффициент загрузки:

$$K_{\text{загр.}} = \frac{S_p}{N_{\text{ТР}} \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (10)$$

где S_p - полная расчетная мощность ПС, кВА.;

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

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

$$K_{\text{загр.}} = \frac{10080}{2 \cdot 10000} = 0,5$$

$$K_{\text{загр.ПА}} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМ}}} \quad (11)$$

$$K_{\text{загр.ПА}} = \frac{10080}{10000} = 1,01$$

Таким образом для ПС 110/35/10 кВ «Дежнево» выбираем два трансформатора марки ТДТН-10000/110/35/10 УХЛ1 каждый.

Согласно таблице 5, электропотребление ПС «БВС» к 2025 году составит 18,1 МВА. По справочным данным [4] выбираем мощность трансформатора – 25 МВА. Проверим выбранный трансформатор на нагрузочную способность.

Коэффициент загрузки:

$$K_{ЗАГР.} = \frac{S_P}{N_{ТР} \cdot S_{НОМ}} \quad (12)$$

где S_P -полная расчетная мощность ПС, кВА.;

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

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

$$K_{ЗАГР.} = \frac{18100}{2 \cdot 25000} = 0,4$$

$$K_{ЗАГР.ПА} = \frac{S_P}{S_{НОМ}} \quad (13)$$

$$K_{ЗАГР.ПА} = \frac{18100}{25000} = 0,7$$

Таким образом для ПС 110/35/10 кВ «БВС» выбираем два трансформатора марки ТДТН-25000/110/35/10 УХЛ1 каждый.

Согласно таблице 5, электропотребление ПС «Ленинск» к 2025 году составит 13,45 МВА. На сегодняшний день, на подстанции установлено два трансформатора один мощностью 25 МВА и второй – 10 МВА. Для обеспечения бесперебойной работы подстанции в аварийном или ремонтном режиме (вывод трансформатора 25 МВА в ремонт), необходимо заменить трансформатор 10 МВА на мощность 16 МВА. Рассчитаем коэффициент загрузки послеаварийном режиме.

$$K_{ЗАГР.ПА} = \frac{S_P}{S_{НОМ}} \quad (14)$$

$$K_{ЗАГР.ПА} = \frac{13450}{16000} = 0,8$$

Таким образом на ПС 110/35/10 кВ «Ленинск» заменяем трансформатор мощностью 10 МВА на мощность 16 МВА ТДТН-16000/110/35/10 УХЛ1.

3.3 Оценка принятых принципиальных решений по присоединению ПС «Водозабор» к существующей сети 110 кВ

Как видно из пункта 2.2 таблица 5, нагрузка на электрическую сеть к 2020 г. составит около 58,5 МВт, поэтому включение в сеть такого мощного потребителя с дополнительной нагрузкой в 16 МВА, внесет в работу сети существенные изменения. Кроме того, Водозаборный комбинат заявлен как потребитель 1 категории надежности. Поэтому, для обеспечения надежного и качественного электроснабжения не только вновь подключаемого абонента, но и существующих потребителей электроэнергии, необходимо рассмотреть все возможные варианты схем подключения и оценить возможность применения и параметры работы схемы, не только путем теоритического анализа, но и проведенных инженерно-технических расчетов.

3.3.1 Рассмотрение вариантов схем присоединения ПС «Водозабор» к существующей системе электроснабжения, выбор оптимального варианта путем проведения инженерно-технического анализа

По данным карты-схемы района (лист 1 графической части) видно, что территориально наиболее близко к существующей сети 110 кВ рассматриваемый объект находится в районе подстанций «Дежнево» и «Биджан». Наиболее близко от объекта проходит сеть 35 кВ, что также видно из карты-схемы. Однако, технологическое присоединение к сети 35 кВ затруднительно в виду следующих причин:

- расположенная в непосредственной близости сеть 35 кВ, получает питание по одной питающей ВЛ 110 кВ «Биджан-Благословенное», при отключении которой, или выводе в ремонт, питание сеть 35 кВ будет получать от ПС 110/35/10 кВ «Дежнево». При этом, общая протяженность

ВЛ 35 кВ, до объекта «Водозабор» составит порядка 140 км, что может привести к недопустимому снижению напряжения у потребителя;

- для выдачи и пропуска необходимой мощности потребителю «Водозабор», как в нормальном, так и в аварийном режимах, необходимо будет произвести замену трансформаторов на ПС «Благословенное» и «Дежнево» на мощность 25 МВА каждый и замену проводов некоторых участков ВЛ на большее сечение.

Более рациональным представляется вариант технологического присоединения объекта «Водозабор» по сети 110 кВ, по двум ВЛ от ПС «Дежнево» и «Биджан». Данный вариант не только будет отвечать требованиям надежности для обеспечения электроснабжения объекта, как потребителя 1 категории надежности, но и не потребует дополнительной замены оборудования в существующей системе электроснабжения.

Однако, для того, чтобы в полной мере оценить техническую и эксплуатационную возможность применения того или иного варианта, простого анализа не достаточно. Необходимо произвести инженерно-технические расчеты.

3.4 Расчет и анализ электрических режимов

Для количественной характеристики работы электрической сети рассчитывают ее рабочие режимы. С этой целью составляем расчетную схему замещения, для варианта присоединения ПС «Водозабор» по сети 35 кВ и по сети 110 кВ, в которой каждый элемент сети представляется своей схемой замещения. Поскольку производство расчета режимов в ручную достаточно трудоемко и связан с риском допущения большого количества ошибок, целесообразнее использовать для расчета современные программно-вычислительные комплексы. В данной работе используем для расчета и анализа параметров режимов работы электрической сети программно-вычислительный комплекс RastrWin3. Перед проведением расчетов в программе необходимо подготовить исходные данные по схеме:

- пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы;
- для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;
- для каждого узла нагрузки внести данные по активной и реактивной мощности;
- для линий электропередач определить продольное сопротивление и проводимость на землю;
- для трансформаторов определить сопротивление, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему;
- определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения.

Все данные по узлам и ветвям схем вносим в программе во вкладки «Узлы» и «Ветви». Схемы замещения строим на основе исходных схем, представленных на рисунках 23 и 24.

В начале, производим расчет режимов работы сети при включении ПС «Водозабор» от сети 35 кВ. Расчетная схема нормального режима работы сети представлена на рисунке 24. Как видно из схемы, при таком варианте подключения потребителя к системе электроснабжения, параметры работы оборудования, при нормальной схеме работы сети, находятся в допустимых пределах. Оборудования и линий электропередач, работающих с перегрузом нет. Однако, необходимо отметить, что для обеспечения нормальной работы схемы в таком режиме, РПН на ПС «Благословенное» переведен в 18 положение, при этом уровень напряжения по стороне 10 кВ ПС «Благословенное», «Самара» завышен и приближен к максимально допустимому значению, на ПС «Доброе» несколько занижен. При этом на ПС «Самара» и «Доброе», регулирование напряжения под нагрузкой

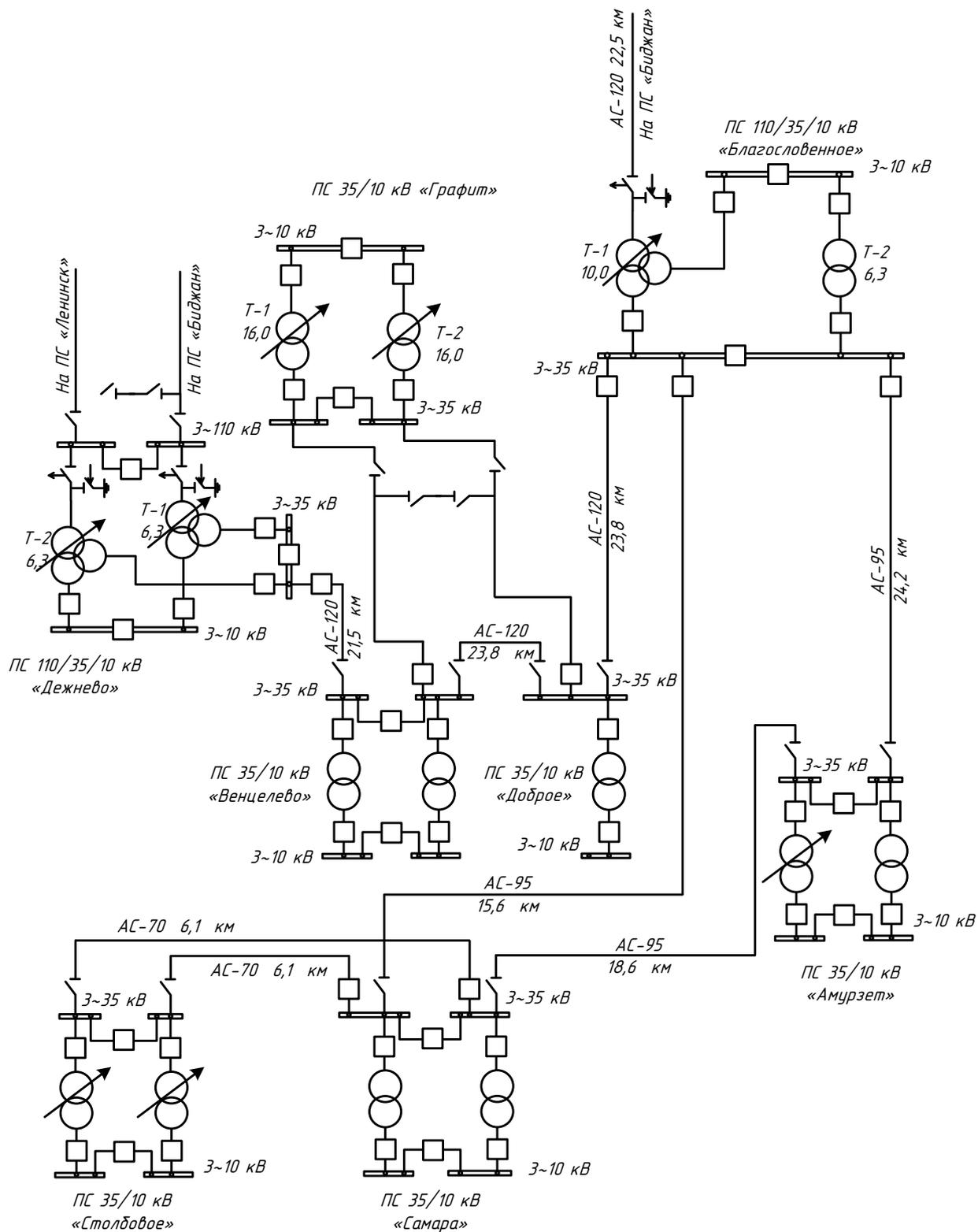


Рисунок 23 – Схема участка сети 110-35 кВ с включением ПС «Водозабор» по сети 35 кВ

не предусмотрено, что чревато частым отключением потребителей, для регулирования напряжения. Кроме того, нужно сказать о высокой чувствительности данной схемы к изменениям напряжения в сети 110 кВ, поскольку нагрузки значительно меняются в течение суток и рост электропотребления в часы максимума нагрузок и спад – в часы минимума, будут непременно отражаться на качестве электроэнергии отпускаемой потребителям рассматриваемого участка сети 35 кВ.

Далее, рассматривая работу сети в аварийном (ремонтном) режиме, а именно при отключении (выводе в ремонт) одной из линий питающих ПС «Водозабор» или ВЛ 35 кВ от ПС «Благословенное» или «Дежнево», окончательно делаем вывод о недопустимости применения данной схемы, поскольку уровень напряжения у потребителей находится значительно ниже предельно допустимого. Расчетные схемы аварийных (ремонтных) режимов представлены на рисунках 25, 26.

Теперь произведем расчет и анализ работы сети, при включении в систему электроснабжения ПС «Водозабор» по сети 110 кВ. Схему замещения строим на основе исходной схемы сети, представленной на рисунке 27.

Расчет нормального режима показал, что подключение ПС «Водозабор» к системе электроснабжения по сети 110 кВ не отразится на нормальном режиме работы всех существующих подстанций, все параметры работы оборудования и ЛЭП находятся в допустимых пределах. Расчетная схема режима представлена на рисунке 28. В таблице 6 указаны положения переключателей РПН на каждой из подстанций 110 кВ и напряжения на шинах 110 кВ.

Однако, для полной оценки допустимости применения на практике такой схемы необходимо рассчитать аварийные (ремонтные) режимы работы схемы. Наиболее тяжелыми из таких режимов будут режимы при отключении (выводе в ремонт) одной из питающих ВЛ 110 кВ от ПС

«Биробиджан». Расчетные схемы таких режимов представлены на рисунках 29 и 30.

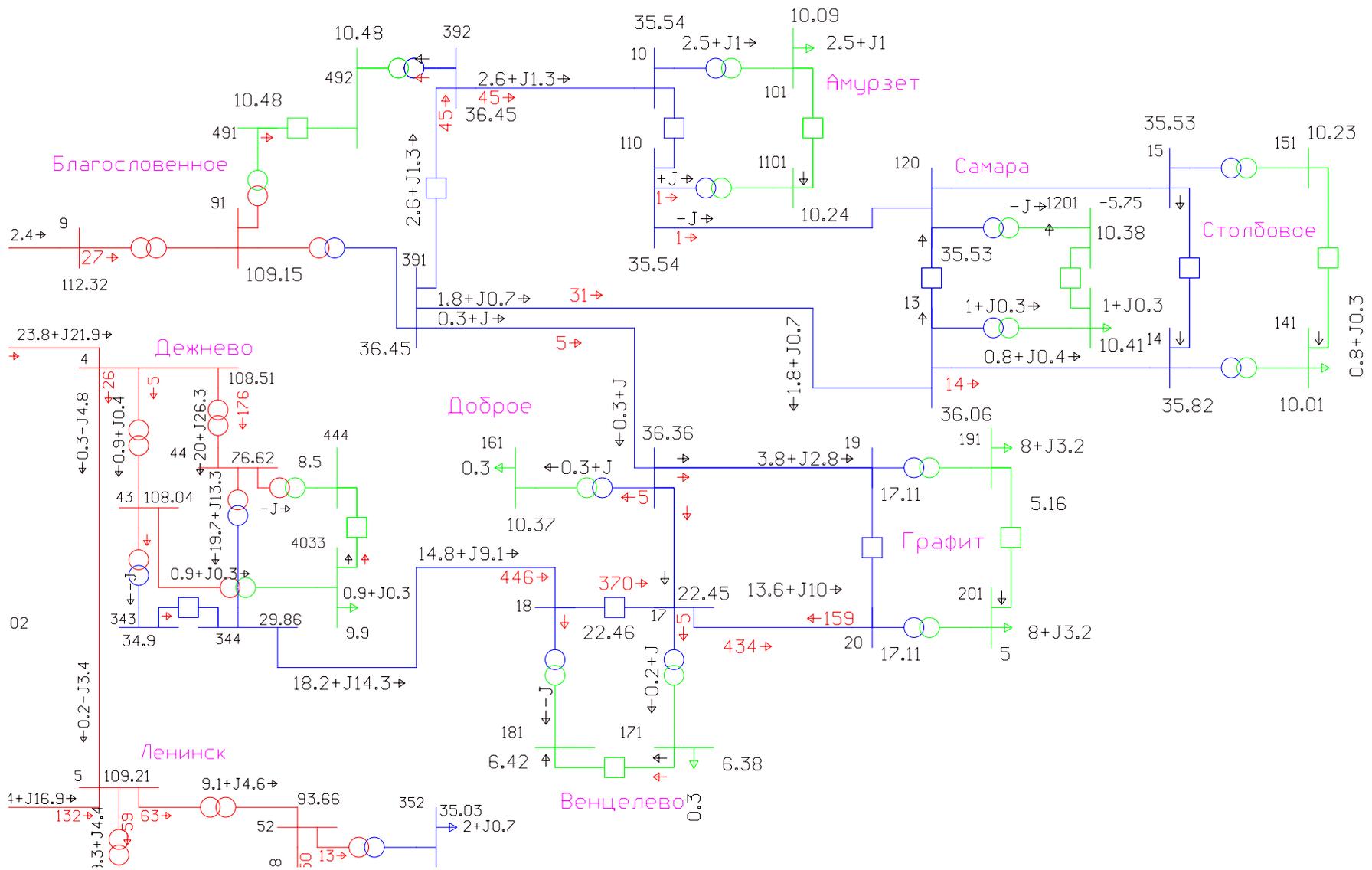


Рисунок 26 – Расчетная схема аварийного (ремонтного) режима работы сети в случае отключения (вывода в ремонт) ВЛ 35 кВ «Доброе-Водозабор»

Таблица 6 – Положения переключателей РПН на ПС 110 кВ при работе по нормальной схеме

Наименование ПС	Положение переключателя РПН 1Т/2Т	Напряжение на шинах 110 кВ, кВ
БВС	12/7	115,1
КРС	5/7	113,36
Ленинск	13/13	110,01
Дежнево	10/9	109,73
Водозабор	11/10	109,68
Биджан	8/8	111,62
Благословенное	13	110,29
Унгун	9/3	115,65
СК	6/7	115,8

Как видно из схемы, изображенной на рисунке 29, при такой схеме, существующей на сегодняшний день, невозможно будет вывести в ремонт полностью ВЛ «Биробиджан-Унгун», так как при полном ее отключении невозможно будет использовать ремонтную перемычку от ПС «БВС» до опоры 45, а без ее использования падение напряжения на центрах питания начиная с ПС «Ленинск» является недопустимым, даже при условии что на источнике питания (шины 110 кВ ПС Биробиджан) напряжение будет максимальным. Поэтому, для осуществления ведения такого режима необходимо достроить ремонтную перемычку до ПС «Унгун», что позволит использовать ее как при выводе ВЛ 110 кВ «Биробиджан-Унгун», так и в других аварийных (ремонтных) режимах (рисунок 31).

Таким образом, после проведения расчета режимов обоих вариантов включения в систему электроснабжения ПС «Водозабор», можно окончательно сделать вывод о пригодности внедрения в практику варианта подключения подстанции по сети 110 кВ, при условии строительства участка ВЛ 110 кВ от опоры 45 до шин 110 кВ ПС «Унгун».

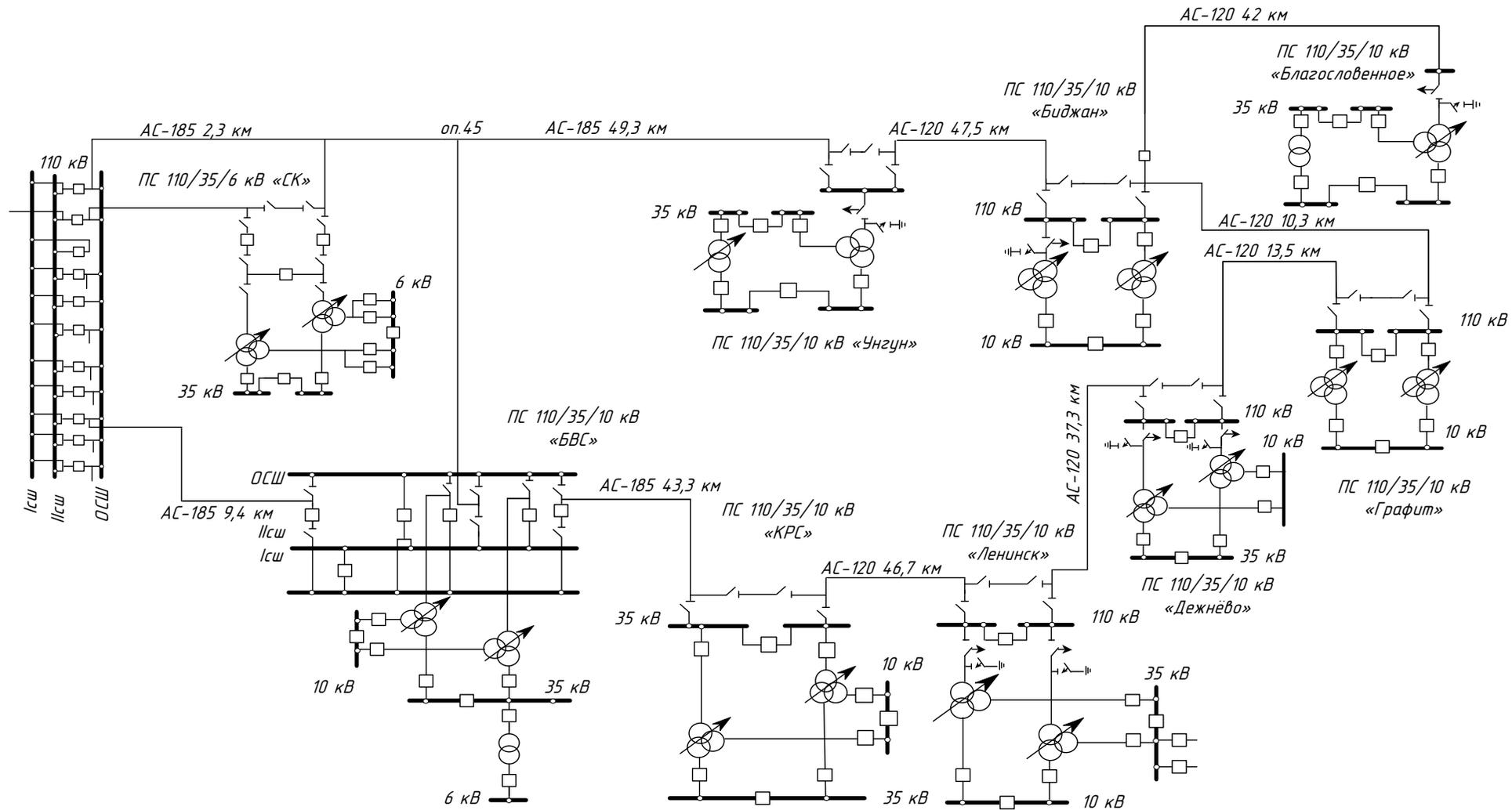


Рисунок 27 - Схема участка сети 110-35 кВ с включением ПС «Водозабор» по сети 110 кВ

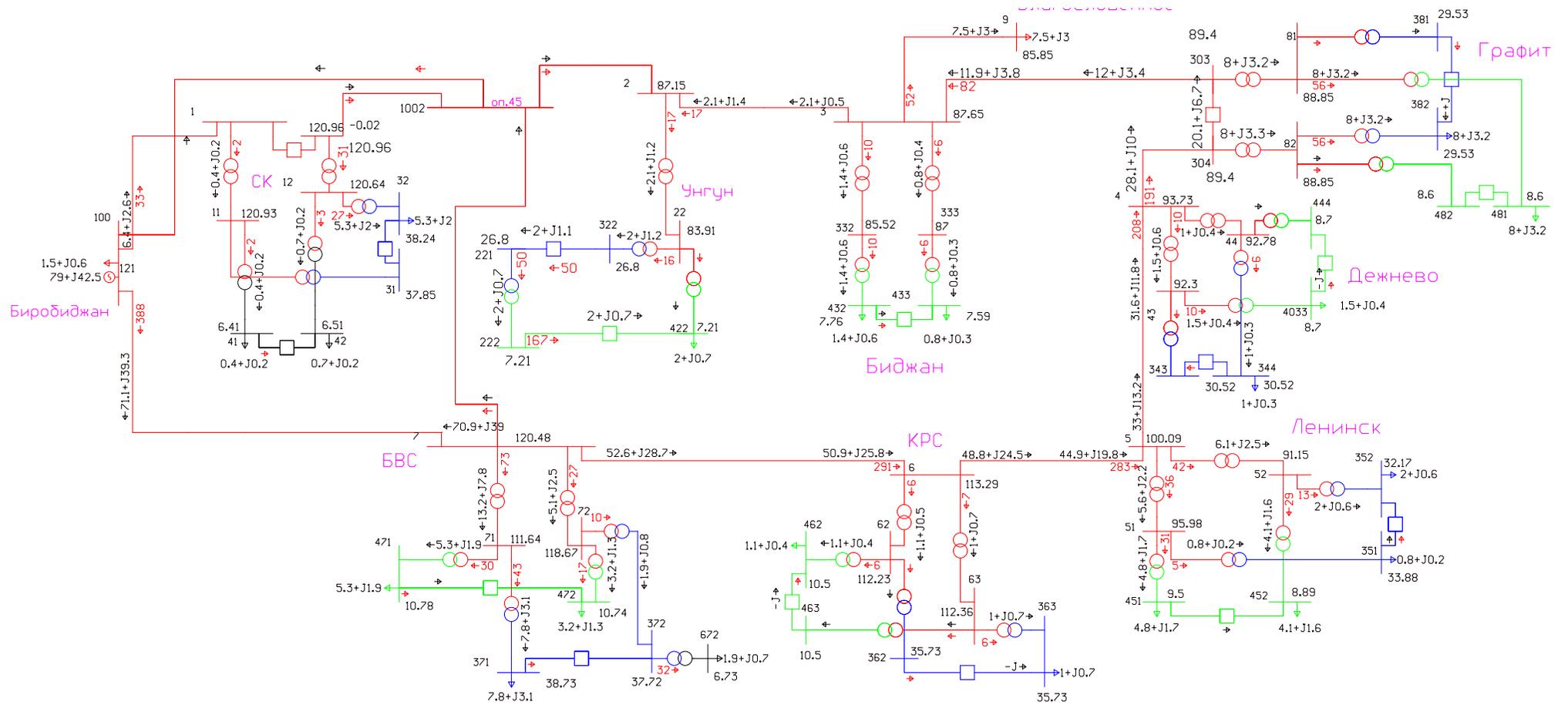


Рисунок 30 – Расчетная схема аварийного (ремонтного) режима работы сети при аварийном отключении (выводе в ремонт) ВЛ 110 кВ «Биробиджан-Унгу́н»

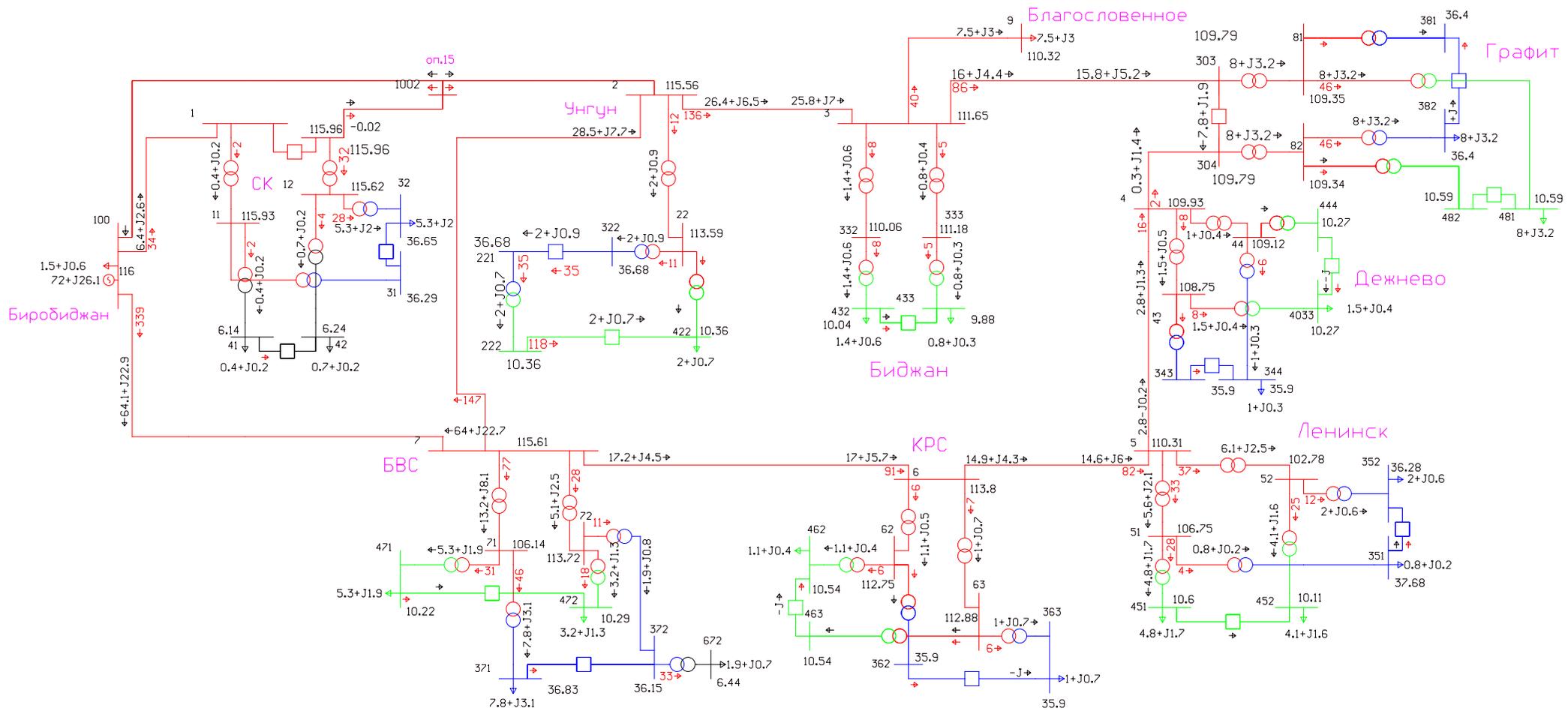


Рисунок 31 – Расчетная схема аварийного (ремонтного) режима работы сети при аварийном отключении (выводе в ремонт) ВЛ 110 кВ «Биробиджан-Унгу́н»

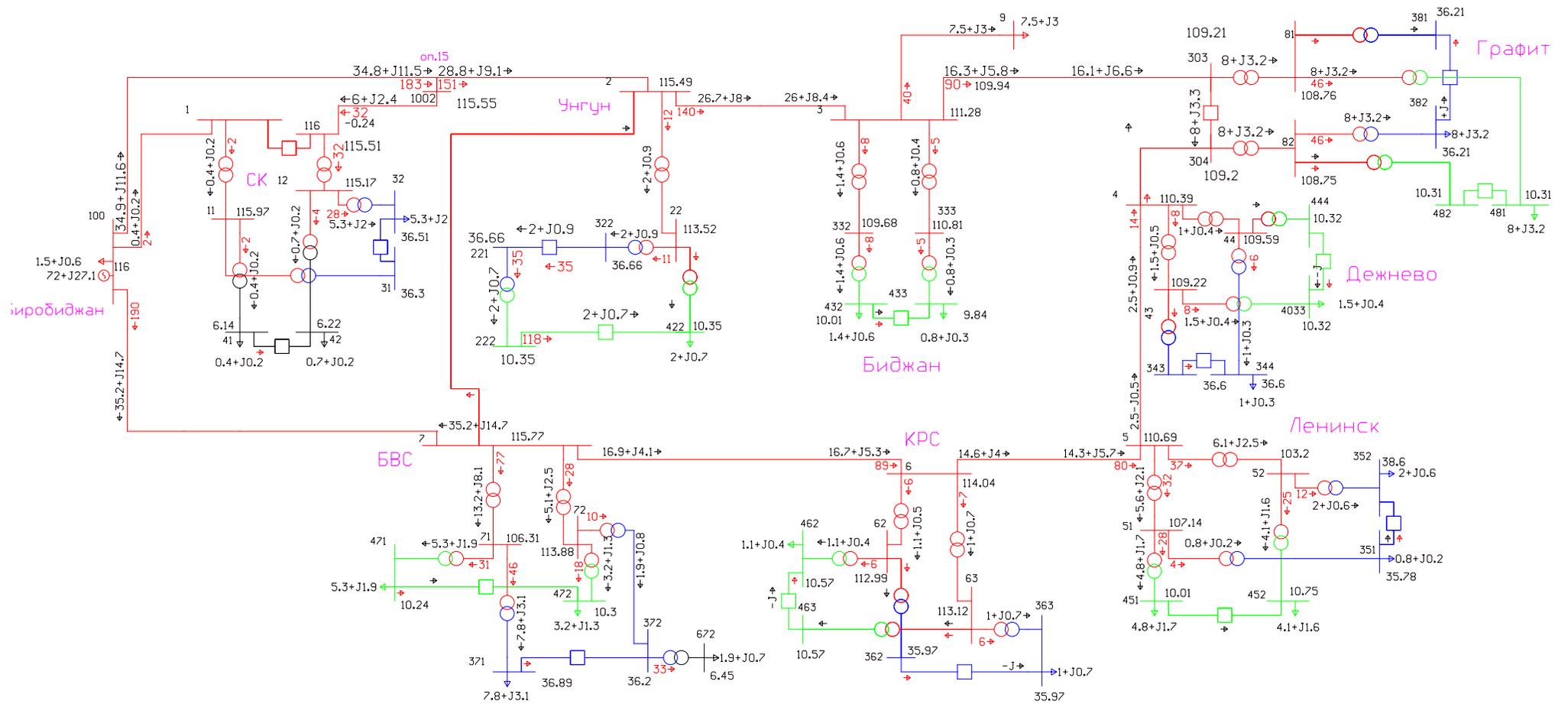


Рисунок 33 – Расчетная схема аварийного (ремонтного) режима работы сети при аварийном отключении (выводе в ремонт) ВЛ 110 кВ «Дежнево-Водозабор»

3.5 Принципиальные решения по компоновке ПС 110/35/10 кВ «Водозабор» и строительства ВЛ 110 кВ

3.5.1 Выбор схемы ПС «Водозабор»

В соответствии с заявкой на технологическое присоединение, потребитель заявлен по первой категории надежности электроснабжения, что однозначно должно отразиться на выборе схемы подстанции.

Поскольку ПС «Водозабор» только планируется к проектированию, целесообразно использование при этом современного, отвечающего всем требованиям надежности, простого в эксплуатации и обслуживании электрооборудования.

Для обеспечения требуемой надежности, ОРУ 110 кВ рекомендуется использование схемы с двумя рабочими, секционированными выключателем, системами шин, с двумя линейными присоединениями, с применением элегазовых баковых выключателей и разъединителями с двигательными приводами главных ножей и ручными приводами заземляющих ножей. РУ 35 кВ предлагается выполнить в виде КРУМ с двумя линейными ячейками, с вводными вакуумными выключателями. РУ 10 кВ в виде блочно-модульного КРУМ 10 кВ с необходимым количеством линейных ячеек, с применением вакуумных вводных и линейных выключателей. В КРУМ 10 кВ предусмотреть установку трансформаторов собственных нужд.

План-разрез проектируемой подстанции приведен на втором листе графической части работы.

3.5.2 Выбор сечения проводов ВЛ 110 кВ

Сечение проводов ВЛ определяется с учетом работы сети в аварийном режиме, по значению длительно допустимого максимального тока провода. Из расчета режима, видно, что максимальное значение тока в линии в аварийном режиме (т.е. при отключении одной из ВЛ «Водозабор-Дежнево» или «Водозабор-Биджан») будет составлять 99 А и 90 А (рисунки 32, 33). По условию прохождения длительно допустимого тока, по справочным данным

[4], провод марки АС-50/11, допустимы длительный ток для которого составляет 210 А то есть, согласно условию $I_p \leq I_{дон}$.

Выбранные сечения проводников проверяем по экономическим токовым интервалам. Для этого расчетный ток определим по формуле:

$$I_{расч} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_3^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{\psi}}, \quad (15)$$

где α_T - коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки и от коэффициента совмещения максимумов, справочная величина;

n_{ψ} - количество цепей.

Определим расчетный ток для каждого варианта:

$$I_{расч1} = 1,05 \cdot 0,8 \cdot \frac{\sqrt{16000^2 + 6400^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 76 \text{ А},$$

По экономическим токовым интервалам определяем сечение проводника 70 мм^2 , длительно допустимый тока которого 265 А.

3.5.3 Выбор типа конструкции опор ВЛ

При выборе типов опор необходимо руководствоваться ПУЭ и справочными материалами, которые являются действующими на момент проектирования.

При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий наблюдаемых не реже для ВЛ 110 кВ 1 раз в 20 лет.

Для данного проекта выбираем стальные опоры анкерные марки 1У110-4+5 и промежуточные марки 1П110-4+5 (см. графическую часть), с горизонтальным расположением проводов.

Для выбранного типа опор принимается

- длина габаритного пролета – $l_{\text{габ}} = 270$ м;
- длина весового пролета – $l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 270 = 337,5$ м;
- длина ветрового пролета – $l_{\text{ветр}} = 320$ м;
- высота от земли до нижней траверсы – $h = 12,6$ м.

Для проводов марки АС – 70/11 принимаем следующие значения:

- удельная масса провода – $G_0 = 295$ кг/км;
- сечение провода – $F_p = 68,0$ мм²;
- диаметр провода – $d = 11,4$ мм.

3.5.4 Выбор изоляторов

Опоры в отношении изоляции являются слабыми точками ВЛ, поэтому надежная работа линии определяется правильным выбором марки и числа изоляторов, а также изоляционных расстояний между проводом и опорой.

В данном проекте, исходя из рекомендаций по применению высоковольтной изоляции, выбираем изоляционную конструкцию, состоящую из полимерных изоляторов типа ОСК 10-110-Б01-2 УХЛ1 .

Необходимо провести проверку возможности применения данного вида изоляторов, при условии его эксплуатации при максимально рабочем напряжении и при данной загрязненности атмосферы. Для этого по справочной длине пути утечки определяется эффективная длина пути утечки, по которой находится $\lambda_{\text{эф}}$ – удельная эффективная длина пути утечки. Расчетное значение $\lambda_{\text{эф}}$ сравнивается с нормируемым, для рассматриваемой степени загрязнения атмосферы, и делается вывод о возможности применения данного вида изолятора.

Алгоритм проверки выглядит следующим образом:

1. определяем эффективную длину пути утечки по формуле

$$L_{\text{эф}} = \frac{L_{\text{геом}}}{K} \quad (16)$$

где $L_{геом}$ – геометрическая длина пути утечки, для данного случая составляет 560 см;

K – коэффициент эффективности изоляции, величина справочная, определяется в зависимости от отношения геометрического пути утечки к строительной высоте изоляционной части полимерного изолятора

$$\frac{L_{геом}}{H},$$

где $H=185$ см – строительная высота изоляционной части полимерного изолятора.

При данных условиях отношение составляет 3,02. Тогда коэффициент эффективности изоляции составит 1,8.

По формуле (15) определяем эффективную длину пути утечки:

$$L_{эф} = \frac{560}{1,8} = 311,1 \text{ см}$$

2. определяем эффективную длину пути утечки, по формуле:

$$\lambda_{эф} = \frac{L_{эф}}{U_{\max \text{ раб}}}$$

$$\lambda_{эф} = \frac{311,1}{126} = 2,5 \text{ В}$$

Продольный профиль трассы ВЛ представляет собой очертания вертикального разреза вдоль трассы. Он составляется на основании топографических изысканий в масштабах:

Горизонтальный 1:10000

Вертикальный 1:500

При переходах через инженерные сооружения:

Горизонтальный М 1:2000

Вертикальный М 1:200

При расстановке опор по профилю должны быть учтены два основных условия:

1. Расстояние от проводов до земли и пересекаемых сооружений должны быть не менее требуемых ПУЭ.

2. Нагрузка, воспринимаемая опорами, не должна превышать значений, принятых в расчетах опор соответствующих типов.

Следует избегать установку опор в местах, требующих выполнения более сложных фундаментов (болота, обводненные участки и т.п.).

При расстановке опор на идеально ровной местности, их можно устанавливать на расстояниях равных габаритному пролету, не производя проверки габаритов над землей. В обычных условиях неровного профиля расстановка опор производится по шаблону.

Порядок и правила расстановки опор:

1. Устанавливаются концевые опоры.

2. Устанавливаются угловые опоры, совпадающие с углами поворота линии.

3. Устанавливаются анкерные опоры - на переходах, пересечениях и т.д.

4. Если последний пролет окажется малым, его увеличивают за счет сокращения предыдущих пролетов.

5. Длины смежных пролетов промежуточных опор не должны отличаться друг от друга более чем в два раза.

6. Должны быть выдержаны значения ветровых и весовых пролетов, вычисленные по формулам и в соответствии с паспортными данными опор.

7. Опоры не должны попадать на неудобные места (болота, поймы, грунтовые дороги, крутые склоны и т.д.).

3.6 Анализ необходимых мероприятий по модернизации существующей сети 110 кВ

Как уже упоминалось выше (пункт 3.2 настоящей работы), при разработке схемы развития электрической сети 110/35/10(6) кВ энергоузла Благовещенской области на период до 2020 года, с учетом перспективы до 2025 года, предусматривается замена трансформаторов на подстанциях 110 кВ: «Ленинск», «БВС», «Дежнево». Кроме того, необходимо обратить внимание на то, что в схемах ОРУ 110 кВ подстанций «Ленинск», «Дежнево», «Биджан», «Унгун», «Благословенное» и «АРЗ» используются короткозамыкатели с отделителями.

Недостатком конструкций отделителей и короткозамыкателей является относительно большое время срабатывания, вследствие чего перерыв в подаче электроэнергии получается значительным. Опыт эксплуатации показал, что эти аппараты недостаточно надежны при неблагоприятной погоде. В зимнее время при морозе и гололеде имели место отказы. Взамен отделителей и короткозамыкателей 110 и 220 кВ открытого типа разработаны соответствующие аппараты, в которых контактная система расположена в камере, заполненной элегазом, время срабатывания составляет 0,15 с.

В целях модернизации предусмотрим замену конструкций короткозамыкателей с отделителями на вводные элегазовые выключатели 110 кВ.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ} \quad (17)$$

- по длительному току:

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

- по отключающей способности:

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

Выбираем к установке элегазовый выключатель типа ВЭБ-110П*-40/2500УХЛ1, с пружинным приводом ППрК-2400С (Производитель: ЗАО «Энергомаш» г.Екатеринбург). Необходимо проверить выбранный выключатель, для каждой из вышеуказанных подстанций 110 кВ, для этого были произведены следующие расчеты.

Определим максимальный рабочий ток (А):

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

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

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

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя, для этого определим значение термического импульса, по формуле:

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

где t - время отключения выключателя (0.01с);

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

$I_{П0}$ - апериодическая составляющая тока короткого замыкания на шинах 110 кВ подстанции, кА (использовались данные расчетов службы релейной защиты и автоматики филиала АО «ДРСК» - «Электрические сети Благовещенской области»).

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

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

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

$I_{ОТКЛ.НОМ}$ - номинальный ток отключения, А.

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

Сопоставление расчетных и справочных данных при выборе выключателей, приведено в таблицах 7-12.

Таблица 7 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ «Ленинск»

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{P,MAX} = 117,7 \text{ кА}$	$I_H = 2,5 \text{ кА}$	$I_H \geq I_{P,MAX}$
$i_{УД} = 8,95 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 40 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{УД}$
$B_K = 9,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} = 468,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} \geq B_K$
$I_{П0} = 2,43 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} \geq I_{П0}$
$i_{At} = 1,37 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} = 1,52 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} \geq i_{At}$

Таблица 8 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ «Дежнево»

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{P,MAX} = 73,6 \text{ А}$	$I_H = 2,5 \text{ кА}$	$I_H \geq I_{P,MAX}$
$i_{УД} = 7,9 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 40 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{УД}$
$B_K = 8,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} = 468,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} \geq B_K$
$I_{П0} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} \geq I_{П0}$
$i_{At} = 1,11 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} = 1,52 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} \geq i_{At}$

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ «Биджан»

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{P,MAX} = 73,6 \text{ А}$	$I_H = 2,5 \text{ кА}$	$I_H \geq I_{P,MAX}$
$i_{УД} = 5,75 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 40 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{УД}$
$B_K = 7,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} = 468,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} \geq B_K$
$I_{П0} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} \geq I_{П0}$
$i_{At} = 0,9 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} = 1,52 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} \geq i_{At}$

Таблица 10 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ «Благословенное»

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{P,MAX} = 73,6 \text{ А}$	$I_H = 2,5 \text{ кА}$	$I_H \geq I_{P,MAX}$
$i_{уд} = 11,7 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 40 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$
$B_K = 9,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} = 468,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} \geq B_K$
$I_{П0} = 2,3 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} \geq I_{П0}$
$i_{At} = 1,42 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} = 1,52 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} \geq i_{At}$

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ «Унгун»

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{P,MAX} = 46,3 \text{ А}$	$I_H = 2,5 \text{ кА}$	$I_H \geq I_{P,MAX}$
$i_{уд} = 10,3 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 40 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$
$B_K = 8,05 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} = 468,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} \geq B_K$
$I_{П0} = 2,1 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} \geq I_{П0}$
$i_{At} = 1,02 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} = 1,52 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} \geq i_{At}$

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ «АРЗ»

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{P,MAX} = 18,4 \text{ А}$	$I_H = 1,6 \text{ кА}$	$I_H \geq I_{P,MAX}$
$i_{уд} = 5,7 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 20 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$
$B_K = 7,14 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} = 279,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} \geq B_K$
$I_{П0} = 1,12 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} = 1,6 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ,НОМ} \geq I_{П0}$
$i_{At} = 0,85 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} = 1,05 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} \geq i_{At}$

4 АНАЛИЗ НЕОБХОДИМЫХ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ ПО УКРУПНЕННЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

В данной работе рассматривается строительство новой ПС 110/35/10 кВ «Водозабор», строительство ВЛ 110 кВ «Водозабор-Дежнево» длиной 12,5 км и ВЛ 110 кВ «Водозабор-Биджан» длиной 16,8 км, замена трансформаторов на ПС «БВС», «Ленинск» и «Дежнево», а также замена отделителей с короткозамыкателями на элегазовые выключатели 110 кВ, на ПС «Унгун», «Биджан», «Дежнево», «Ленинск», «АРЗ», «Благословенное».

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

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

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

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

Для получения полной стоимости ВЛ и ВОЛС, к стоимости полученной в таблице 13 добавляем следующие затраты:

- 2 % - временные здания и сооружения;
- 11 % - проектно-изыскательские работы и авторский надзор;
- 2 % - содержание Дирекции строительства;

5 % - прочие работы и затраты.

Таким образом, к сумме полученной в таблице 24 необходимо добавить 20 %.

Таблица 13 – Укрупненные показатели стоимости строительства ВЛ 110 кВ

<i>Длина строящейся ВЛ</i>	<i>Базисный показатель стоимости ВЛ 110 кВ, тыс.руб/км</i>	<i>Показатель стоимости прокладки ВОЛС, тыс.руб.</i>	<i>Территориальный повышающий коэффициент для ЕАО</i>	<i>Итого, тыс.руб.</i>
16,8	12100	960	1,5	329112,0
12,5	12100	960	1,5	244875,0
Итого				573987,0

$$K_{ВЛ} = Z_{ВЛ} + Z_{доп.ВЛ, \%}, \quad (23)$$

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

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

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

$$K_{ВЛ} = 573987 + \frac{573987 \cdot 20}{100} = 688784,4 \text{ тыс.руб.}$$

При определении укрупненного показателя стоимости строительства ПС, рассчитываем стоимость строительства ПС «Водозабор» а также реконструкции на ПС «Ленинск», «БВС», «Дежнево», «Биджан», «Благословенное» и «АРЗ».

Для получения полной стоимости ПС, к сумме показателей, полученных в таблице 14, 15 добавляем следующие затраты:

- 2 % - благоустройство, временные здания и сооружения;
- 11 % - проектно-изыскательские работы и авторский надзор;
- 8 % - затраты на общеподстанционные устройства: автоматизация, управление и связь;
- 15 % - затраты на подготовку территории, строительство зданий, ограждения и инженерных сетей (срезка растительного слоя, подсыпка и выравнивание площадки, водоснабжение и пожаротушение, канализация, маслоуловители, общестанционные здания и сооружения);
- 2 % - содержание Дирекции строительства;
- 5 % - прочие работы и затраты.

Таблица 14 – Укрупненные показатели стоимости строительства ПС «Водозабор»

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

Таблица 15 – Укрупненные показатели стоимости реконструкции ПС 110 кВ

<i>Наименование ПС</i>	<i>Показатель стоимости трансформатора тыс.руб.</i>	<i>Показатель стоимости ячейки трансформатора оборудования, тыс.руб.</i>	<i>Показатель стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ-110 кВ, тыс.руб.</i>	<i>Территориальный повышающий коэффициент для ЕАО</i>	<i>Итого, тыс.руб.</i>
БВС	24200x2	6500x2	-	1,5	92100
Ленинск	17300x1	4030	11300x2	1,5	65895
Дежнево	13400x2	3200x2	11300x2	1,5	83700
Биджан	-	-	11300	1,5	11300
Унгун	-	-	11300	1,5	11300
Благословенное	-	-	11300	1,5	11300
АРЗ	-	-	11300x2	1,5	22600
Итого:					298195

Путем сложения, получаем, что к итоговой сумме по таблицам 14,15 необходимо добавить 43 %. Итого получаем:

$$K_{ПС} = Z_{ПС} + Z_{доб.ПС,\%}, \quad (24)$$

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

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

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

$$K_{ПС} = 298195 + \frac{298195 \cdot 43}{100} = 426418,8 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, полную величину капитальных вложений определим:

$$K_{ОБЩ.} = K_{ПС} + K_{ВЛ} = 426418,8 + 688784,4 = 1115203,2 \text{ тыс.руб.}$$

5 АНАЛИЗ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ

5.1 Охранная зона ВЛ 110 кВ

Современный человек постоянно находится под воздействием огромного количества электромагнитных полей, в очень широком частотном диапазоне - это и электромагнитные поля ЛЭП, и ЭМП создаваемые самой различной офисной и бытовой техникой, и радиоволны мобильных телефонов, находящихся в непосредственной близости от головного мозга говорящего. Подсчитано, что если суммировать электромагнитные поля от всех приборов на Земле, созданных человеком, то их уровень превысит уровень естественного геомагнитного поля Земли в миллионы раз. В наше время установлена связь резонансной частоты с концентрацией ионов в клетке, что объясняет нарушение обменных процессов в организме человека при воздействии излучений.

Исследования воздействия электромагнитных волн проводов ВЛ на мозг и организм человека в целом, доказали, что оно может привести к ряду болезней: радиоволновая, увеличение числа лейкоцитов, изменение частоты сердечного ритма и артериального давления. Иногда в результате воздействия излучения проводов ЛЭП происходят нарушения на клеточном уровне. Отрицательное воздействие электромагнитных полей ЛЭП на человека и на те, или иные компоненты экосистем прямо пропорционально мощности поля и времени облучения.

Документом, регламентирующим размеры безопасных зон ЛЭП является "Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями (ВЛ) электропередачи переменного тока промышленной частоты" (утв. заместителем Главного Государственного санитарного врача СССР 28 февраля 1984 г. N 2971-84)

Согласно санитарных норм ЛЭП, в целях обеспечения безопасности жизни от воздействия ЭМП (электро-магнитного поля) вдоль проводов

высоковольтных линий устанавливаются санитарно-защитные зоны линий электропередач, в которых жить возле ЛЭП небезопасно. Размер зон около ЛЭП зависит от класса напряжения.

Безопасным расстоянием до высоковольтной линии является территория вдоль проводов опор ЛЭП, в которой напряженность электрического поля не превышает безопасного для жизни значения около 1 кВ/м. Расстояние воздействия высоковольтной ЛЭП на жизнь человека, прямо пропорционально мощности самой линии. Для ВЛ напряжением 110 кВ охранная зона составляет 20 м.

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

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

- а) временное (площадь, на время строительства ЛЭП, шириной зависящей от номинального напряжения ЛЭП);
- б) постоянное (площадь земли равная площади основания опоры плюс полоса земли шириной 2 м в каждую сторону).

Площадь земли, изымаемая во временное пользование определяется по формуле

$$S_{вр} = a_{вр} \cdot L_{вл} , \quad (25)$$

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

$L_{вл}$ – длина трассы ЛЭП.

Площадь земли, изымаемая в постоянное пользование определяется по формуле:

$$S_{\text{пост}} = (a + 2) \cdot (b + 2) \cdot n_{\text{оп}}, \quad (26)$$

где a – ширина площади занимаемой одной опорой

b – длина площади занимаемой одной опорой

n – число опор рассматриваемой ЛЭП.

Произведем расчет площади земли изымаемой во временное и постоянное пользование.

Исходная информация для расчета:

Длина трассы ЛЭП $L_{\text{вл}}=29,3$ км;

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

Ширина площади занимаемой одной опорой $a=12,6$ м;

Длина площади занимаемой одной опорой $b= 12,6$ м;

Общее число опор $n_{\text{оп}}= 146$;

Определяем площадь земли, изымаемой во временное пользование для обеих ЛЭП:

$$S_{1\text{вр}}=12*29300=351600 \text{ м}^2$$

Определяем площадь земли, изымаемой в постоянное пользование для обеих ЛЭП:

$$S_{1\text{пост}}=(12,6 +2)*(12,6 +2)*146=31121,4 \text{ м}^2$$

Таким образом был произведен расчет отвода земли на проектируемые ВЛ 110 кВ.

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

Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемый при производстве работ должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда.

Организация и проведение конкретных видов работ должны выполняться в соответствии с «Правилами по охране труда при

эксплуатации электроустановок» (ПОТЭЭ), с выполнением требований «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», и в соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда на высоте» ПОТ РМ-012-2012 и другими ведомственными нормативными документами.

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

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

- химические вещества;
- электромагнитное поле.

Отдельную группу влияющих на здоровье персонала факторов составляют:

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

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

Оценка тяжести и напряженности трудового процесса выполняется в соответствии с Руководством Р 2.2.755-99 «Гигиенические критерии оценки

и классификации условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести, напряженности трудового процесса».

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

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

При работе в ОРУ применяются индивидуальные средства защиты. К ним относятся: каски защитные, пояса защитные.

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

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

Каски состоят из двух основных частей: корпуса и внутренней оснастки (амортизатора и несущей ленты). Корпус каски изготавливают

сплошным или составным, с козырьком или полями, без внутренних ребер жесткости.

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

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

5.2. Экологичность проекта

В этой части проведем анализ возможного негативного воздействия проектируемой ПС «Водозабор».

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

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

применение трубопроводов стойких к коррозионному воздействию жидких сред;

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

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

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

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

Наименование отходов и класс опасности прогнозируемых отходов приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Отходы строительно-монтажных работ.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием выпускной квалификационной работы была выполнена модернизация системы электроснабжения Благовещенского района Амурской области с центром питания ПС Водозабор напряжением 35/10/6 кВ.

В данном проекте был выполнен расчёт нагрузок коммунально - бытовых, потребителей, осветительных нагрузок, для приема, преобразования и распределения электроэнергии предусмотрены комплектные закрытые трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4кВ в металлических контейнерах типа КТПН-59 полной заводской готовности, проводится расчёт элементов системы электроснабжения. А именно, выбирается и проверяется коммутационно-защитная аппаратура, сечения и марки проводов линий электропередач. Т.е. связь с энергосистемой будет осуществляться по ВЛ 35 кВ, а распределительные сети внутри района выполняются напряжением 10 кВ и 0,4 кВ. Сети внутри района 0,4 и 10 кВ выполняем самонесущими изолированными проводами. Основное преимущество таких сетей - высокая надежность и большой срок службы

Использовано новое, более совершенное электрооборудование на подстанции «Водозабор», которое по своим характеристикам значительно превосходит ранее созданные аппараты, значительно повышает надежность и качество электроустановок, обеспечивает удобство эксплуатации, длительный межремонтный период – 15-20 лет и т.д.

Для защиты изоляции электро-оборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений установлены нелинейные ограничители перенапряжения [21] типа ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1. Для питания электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации установлены антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ.-10-У2.

Устойчивы к феррорезонансу и воздействию перемещающейся дуги в случае замыкания одной из фаз сети на землю.

Оперативное обслуживание ПС осуществляется с дежурством на ПС. Ремонт ПС осуществляется выездными специализированными ремонтными бригадами. Для передачи сигналов телемеханики на диспетчерский пункт организуется канал диспетчерской связи.

Для предотвращения ошибочных действий при оперативных переключениях на ПС предусматривается электромагнитная блокировка.

Установка заземляющих реакторов на напряжении 10 кВ не требуется. Заземляющее устройство ПС рассчитано по сопротивлению растеканию тока и обеспечивает в любое время года сопротивление не превышающие 0,5 Ом. Контур выполняется стальной сеткой из круглой стали Д 10 .

В выпускной квалификационной работе также рассмотрены разделы экономики и безопасности жизнедеятельности, где рассматриваются задачи организации труда, стоимость электрооборудования и электромонтажных работ, вопросы охраны труда работников, безопасных методов производства электромонтажных работ. Все элементы системы электроснабжения города и электрической сети должны соответствовать требованиям электробезопасности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М. – Стандартинформ. – 2014.

2 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : Учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н / Д. : Феникс; Красноярск : Издательские проекты, 2006. – 720 с. : ил.

3 Еврейская автономная область : энциклопедический словарь \ Отв. ред. В.С. Гуревич, Ф.Н. Рянский – Хабаровск : Изд-во «РИОТИП» краевой типографии, 2005. – 368 с., ил

4 Приказ Министерства энергетики РФ от 23.06.2015г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии».

5 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети. Учебник для ВУЗов. - М. : Энергоатомиздат, 2011. – 430 с.

6 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М. : Энергоатомиздат, 2013. – 608 с.

7 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru> – 30.04.2016 г.

8 Официальный сайт АО «ДРСК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drsk.ru> / – 5.04.2016 г.

9 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

- 10 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М. : НЦ ЭНАС, 2003. - 192 с.
- 11 Савина, Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах : Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2012. – 238 с.
- 12 Справочник по проектированию электрических сетей/ Под ред. Д.Л. Файбисовича и др. - 3-е изд., перераб. и доп.-М. : ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 520 с.
- 13 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.30.010-2012.
- 14 Схемы электроснабжения. Справочник : учеб.пособие / Г.Н. Ополева. – М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2008. – 480 с.
- 15 Официальный сайт ЗАО группа компаний Электрощит [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http : // www.electroshield.ru](http://www.electroshield.ru) – 07.05.2016 г.
- 16 Официальный сайт компании «Таврида электрик» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http: // www.tavrida.com](http://www.tavrida.com)– 08.05.2016 г.
- 17 Официальный сайт компании «УЗО-электро – официальный партнер Siemens» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http: // www.uzoelectro.ru](http://www.uzoelectro.ru)– 08.05.2016 г.
- 18 Официальный сайт ООО «АББ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http: // new.abb.com/ru](http://new.abb.com/ru) – 08.05.2016 г.
- 19 СТО 5694700729.240.124-2012 - Стоимостные показатели линий и подстанций 35-1150кВ. Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2012 № 136.
- 20 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: метод. Пособие для курсового проектирования. – 2-е изд., испр. / В.П. Шеховцов. – М. : ФОРУМ : ИНФРА - М, 2007. – 214 с., ил.

- 21 Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. – М. : ФОРУМ : ИНФРА-М. : 2006. – 136 с.
- 22 Электрические аппараты. Справочник / И.И. Алиев, М.Б. Абрамов. – М. : Издательское предприятие РадиоСофт, 2007. – 256 с., ил.
- 23 Эксплуатация электрооборудования / Г.П. Ерошенко, А.П., Коломиец, Н.П. Кондратьева, Ю.А. Медведько, М.А. Таранов. – М. : КолосС, 2005. – 344 с. : ил
- 24 Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М. : Интернет Инжиниринг, 2005. – 672 с. – ил.
- 25 Степановских, А.С. Охрана окружающей среды / А.С. Степановских. – Курган : ГИПП "Зауралье", 1998. – 512 с., ил. - (Учебники и учебные пособия высш. учеб. заведений).
- 26 Официальный сайт ОАО «Союз-электро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://souzelectro.spb.ru> – 19.05.2016 г.
- 27 Официальный сайт АО «Электронмаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electronmash.ru> – 18.05.2016 г.
- 28 Официальный сайт ООО «ЮгЭнергоПром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://ugenergoprom.ru> – 18.05.2016 г.
- 29 Филатов, А.А. Обслуживание электроподстанций оперативным персоналом. – СПб. : Издательство ДЕАН, 2011. – 368 с., ил.
- 30 Идельчик, В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М. : Энергоатомиздат, 2011. – 288 с. : ил.
- 31 Козлов, В.А., Билик, Н.И., Файбисович Д.Л., Справочник по проектированию электроснабжения. – 2-ое изд., перераб. И доп. – Л. : Энергоатомиздат. 2008. – 256 с. : ил.

ГЭН базового 2015 и прогнозируемого 2025гг. ПС 110 кВ

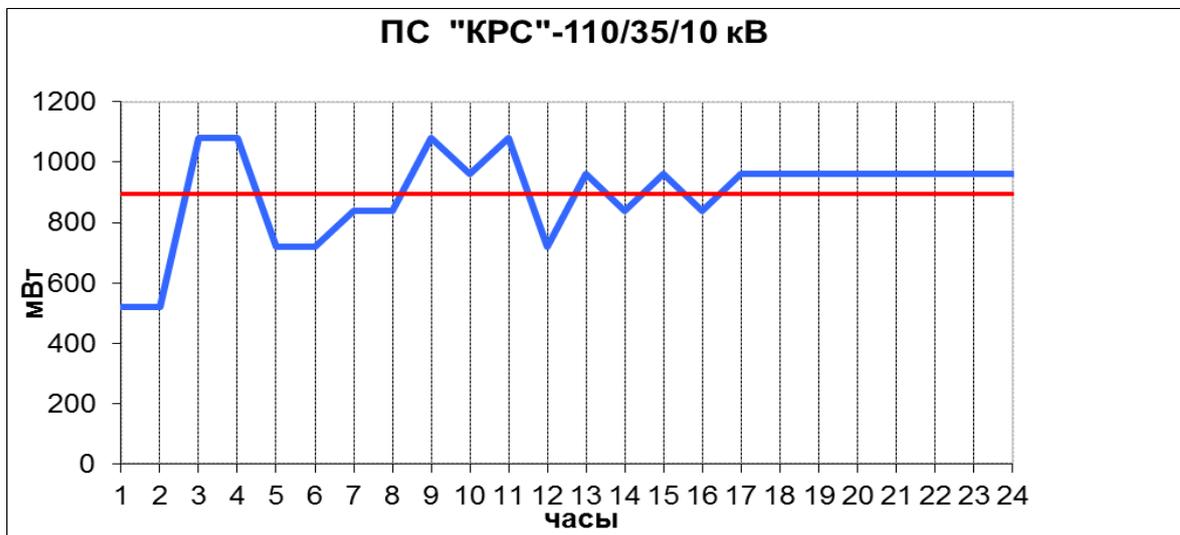


Рисунок 7 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «КРС» зимнего максимума нагрузок базового 2015 г.

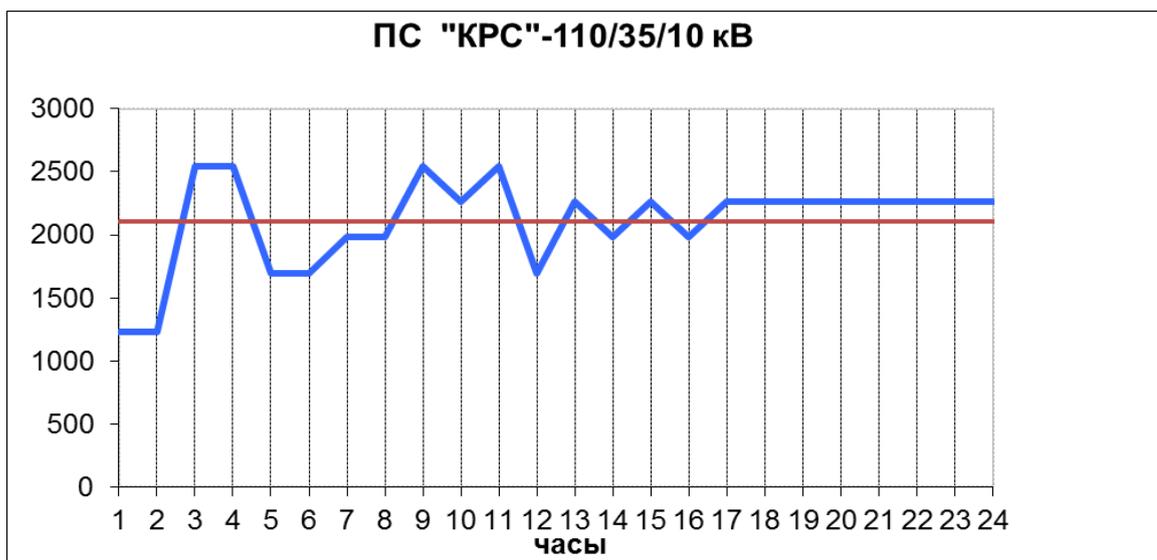


Рисунок 8 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «КРС» зимнего максимума нагрузок перспективного 2025г.

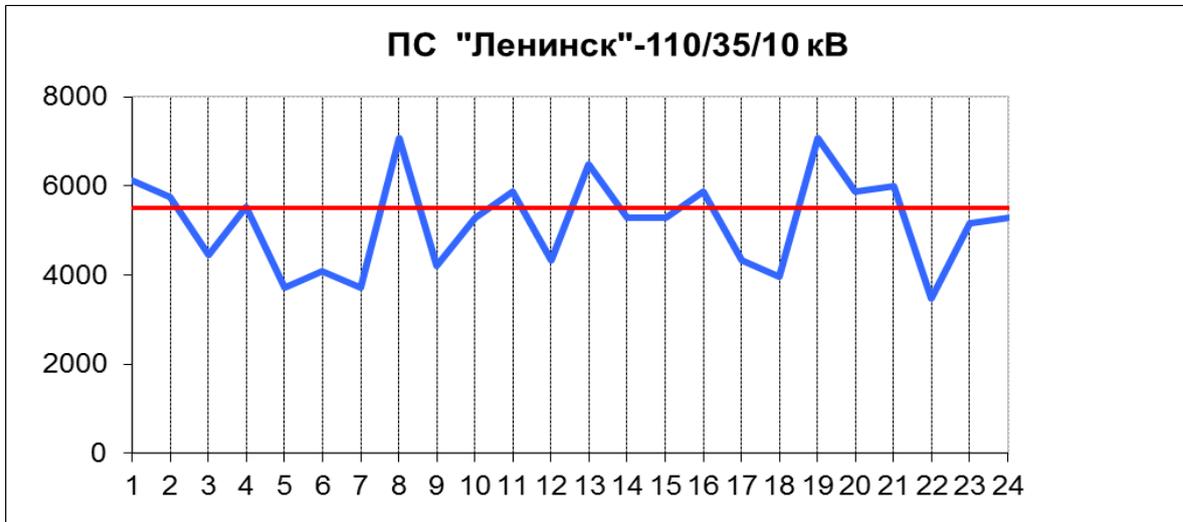


Рисунок 9 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «Ленинск» зимнего максимума нагрузок базового 2015 г.

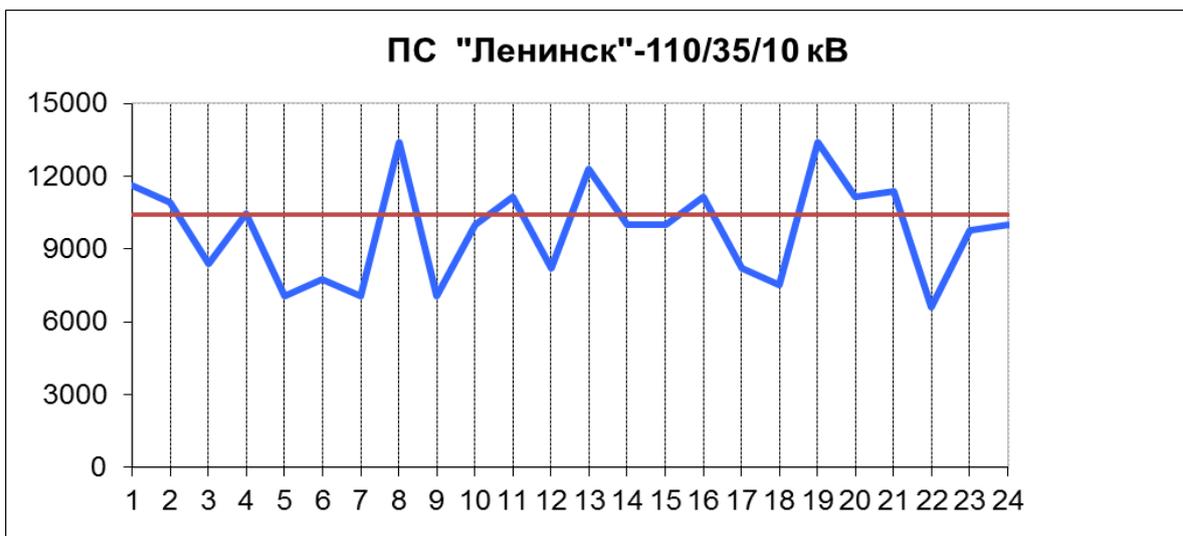


Рисунок 10 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «КРС» зимнего максимума нагрузок перспективного 2025г.

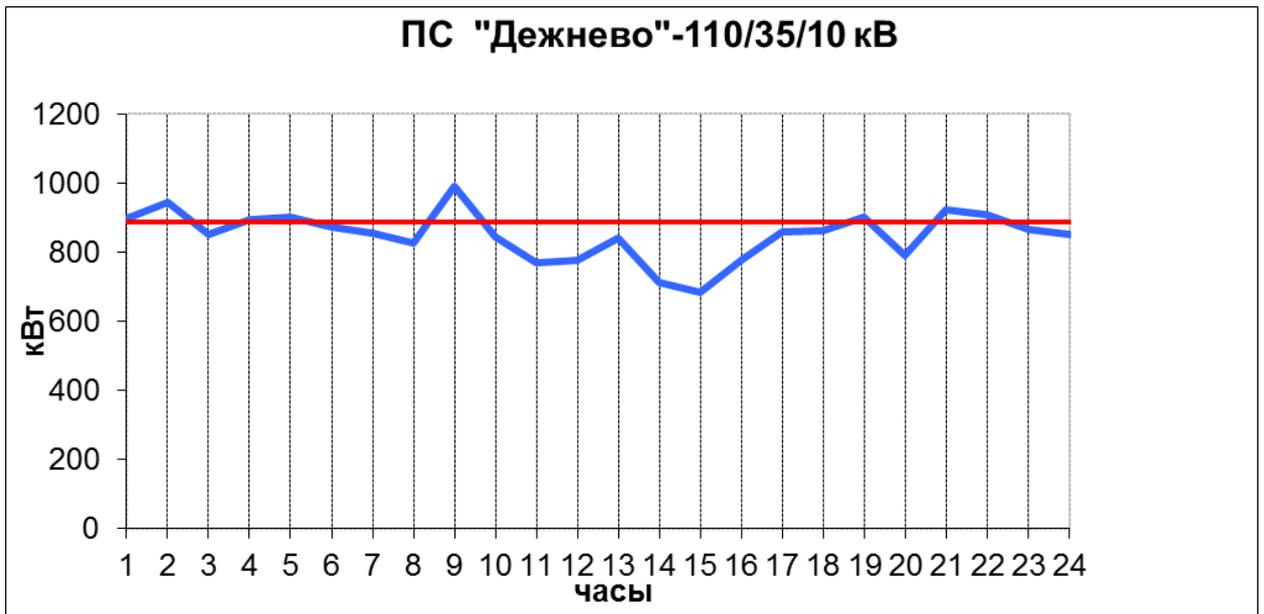


Рисунок 11 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «Дежнево» зимнего максимума нагрузок базового 2015 г.

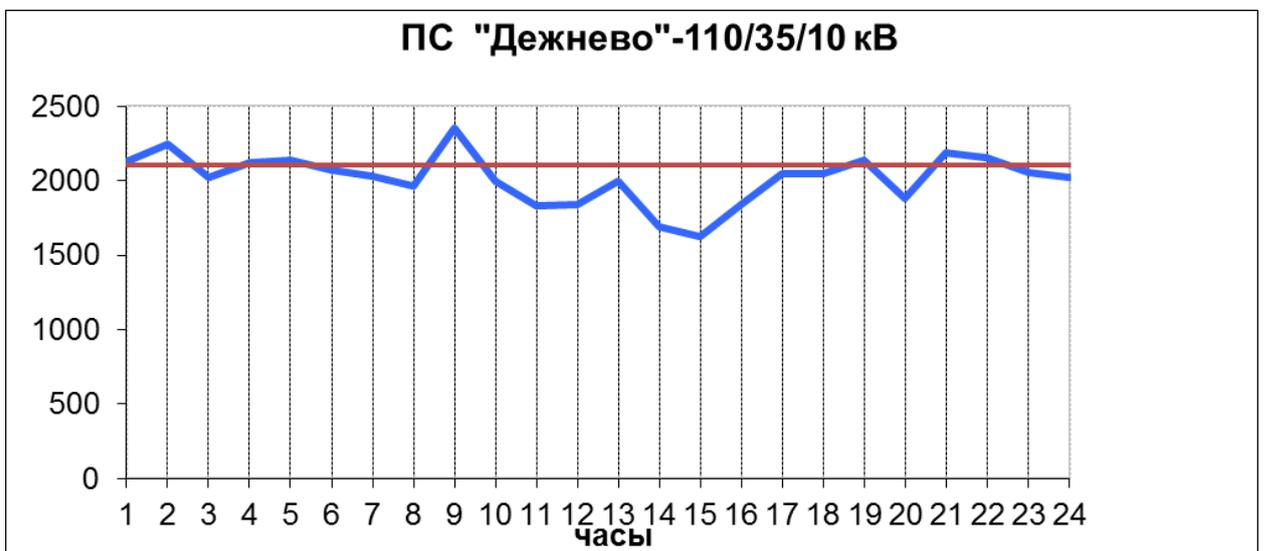


Рисунок 12– Суточный ГЭН ПС 110 кВ «Дежнево» зимнего максимума нагрузок перспективного 2025г.

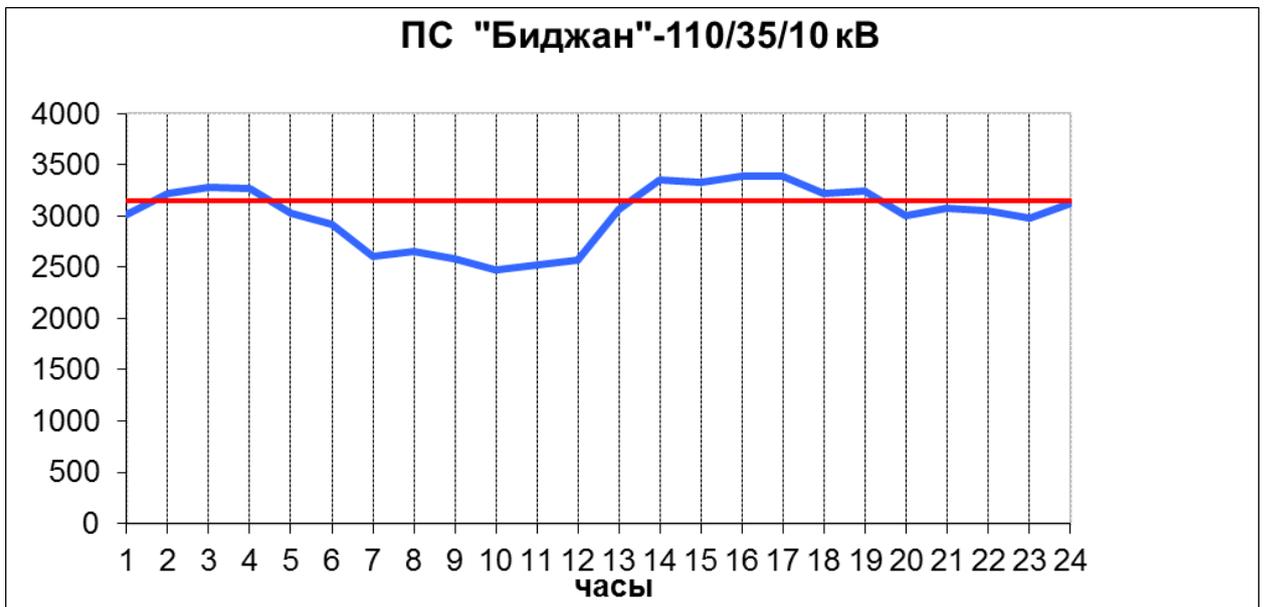


Рисунок 13 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «Биджан» зимнего максимума нагрузок базового 2015 г.

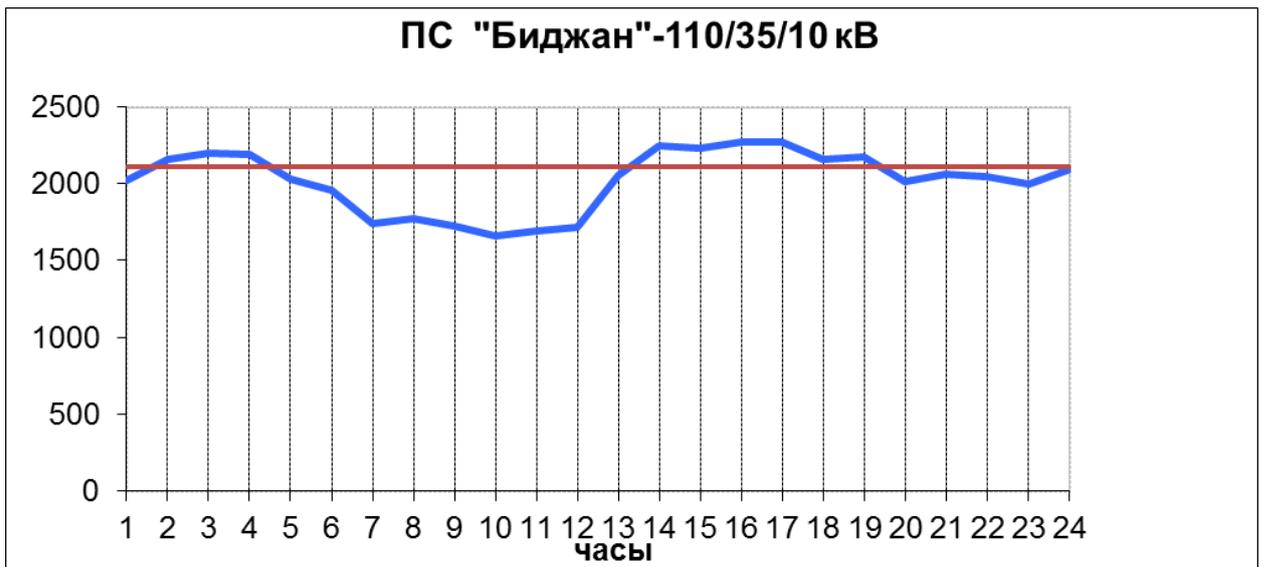


Рисунок 14 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «Биджан» зимнего максимума нагрузок перспективного 2025г.

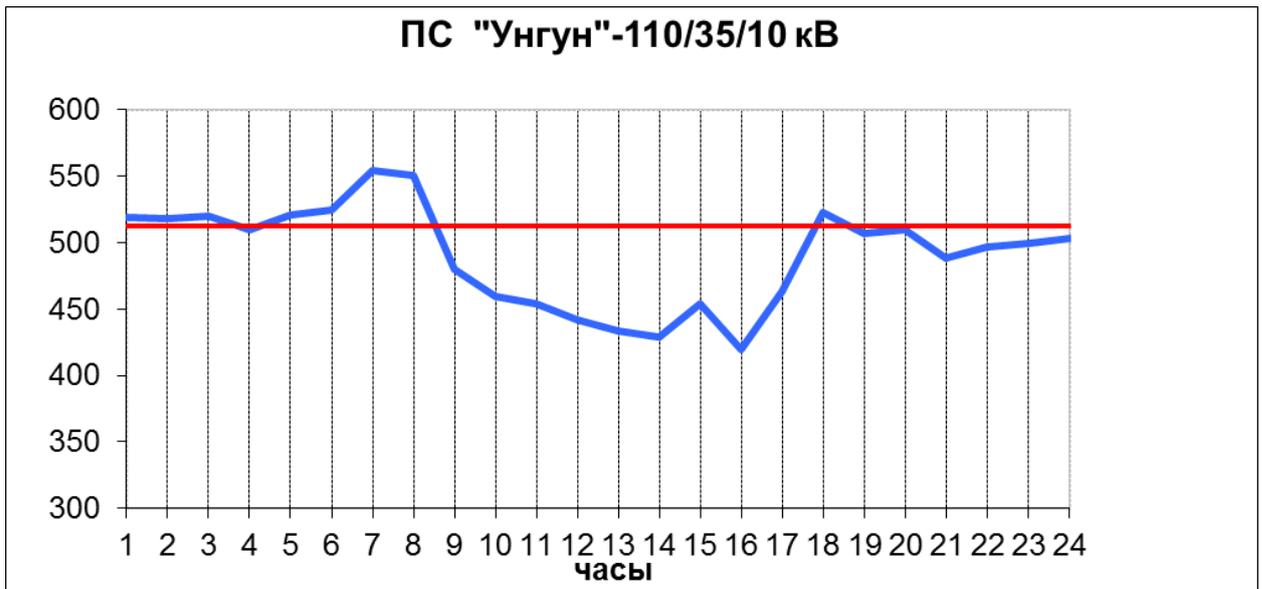


Рисунок 15 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «Унгун» зимнего максимума нагрузок базового 2015 г.

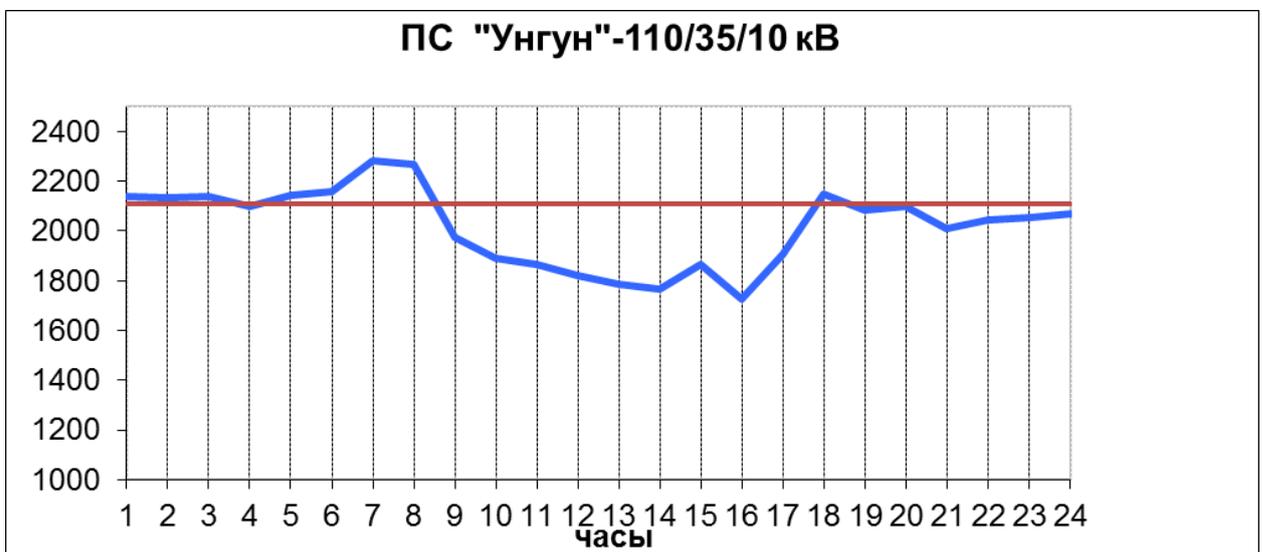


Рисунок 16 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «Унгун» зимнего максимума нагрузок перспективного 2025г.

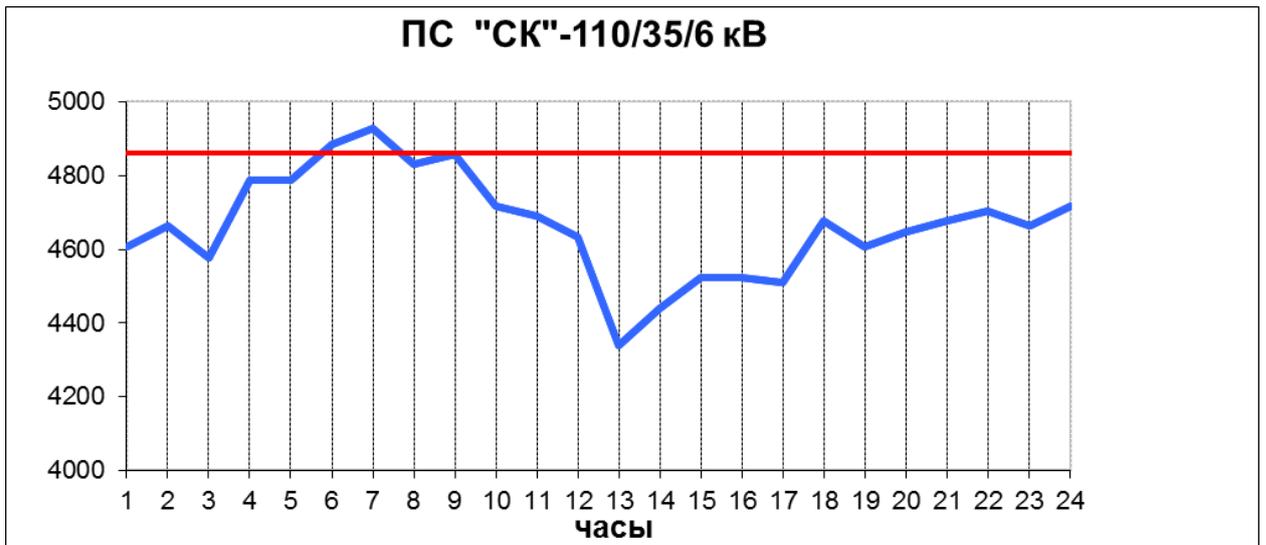


Рисунок 17 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «СК» зимнего максимума нагрузок базового 2015 г.

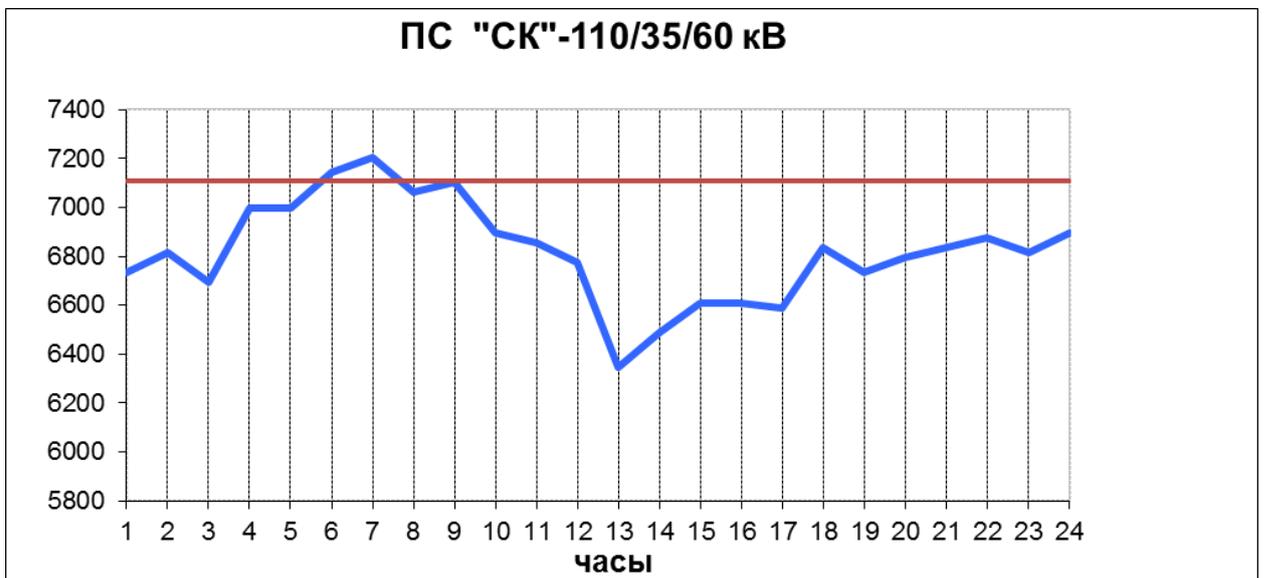


Рисунок 18 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «СК» зимнего максимума нагрузок перспективного 2025г.



Рисунок 19 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «Благословенное» зимнего максимума нагрузок базового 2015 г.

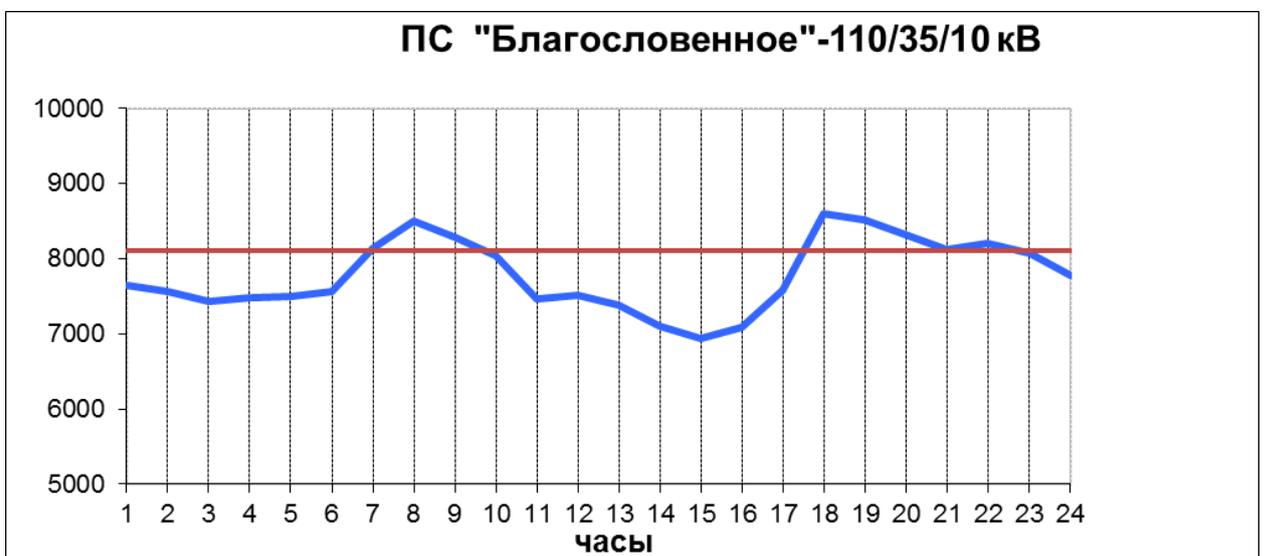


Рисунок 20 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «Благословенное» зимнего максимума нагрузок перспективного 2025г.

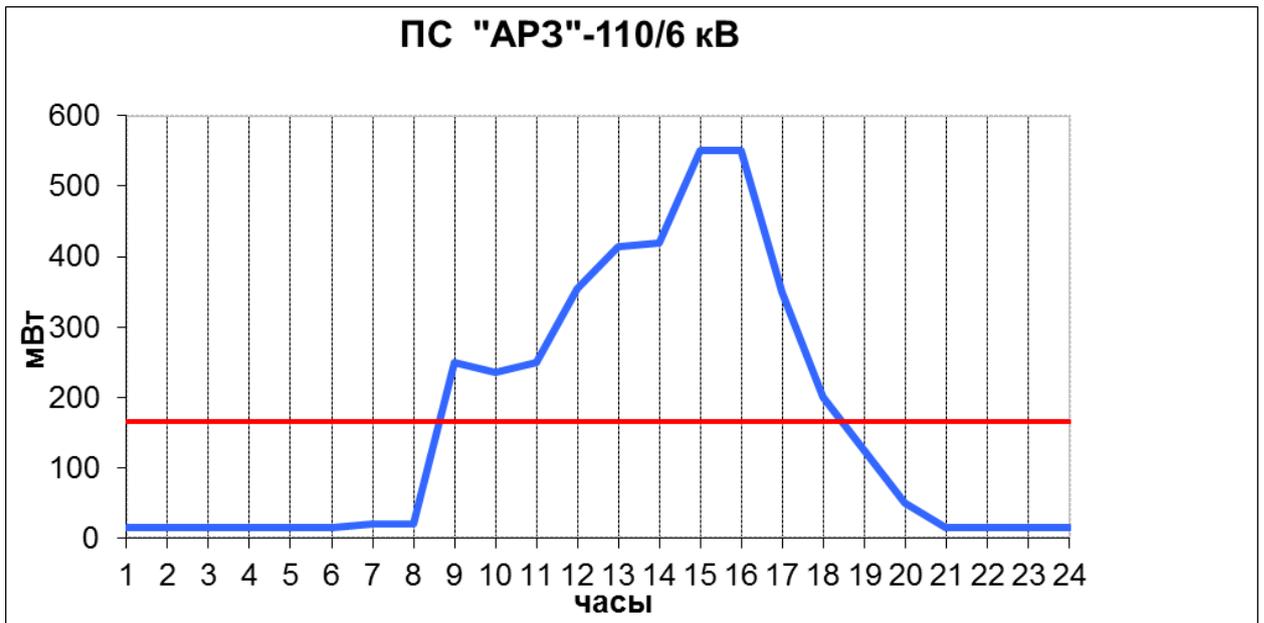


Рисунок 21 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «АРЗ» зимнего максимума нагрузок базового 2015 г.

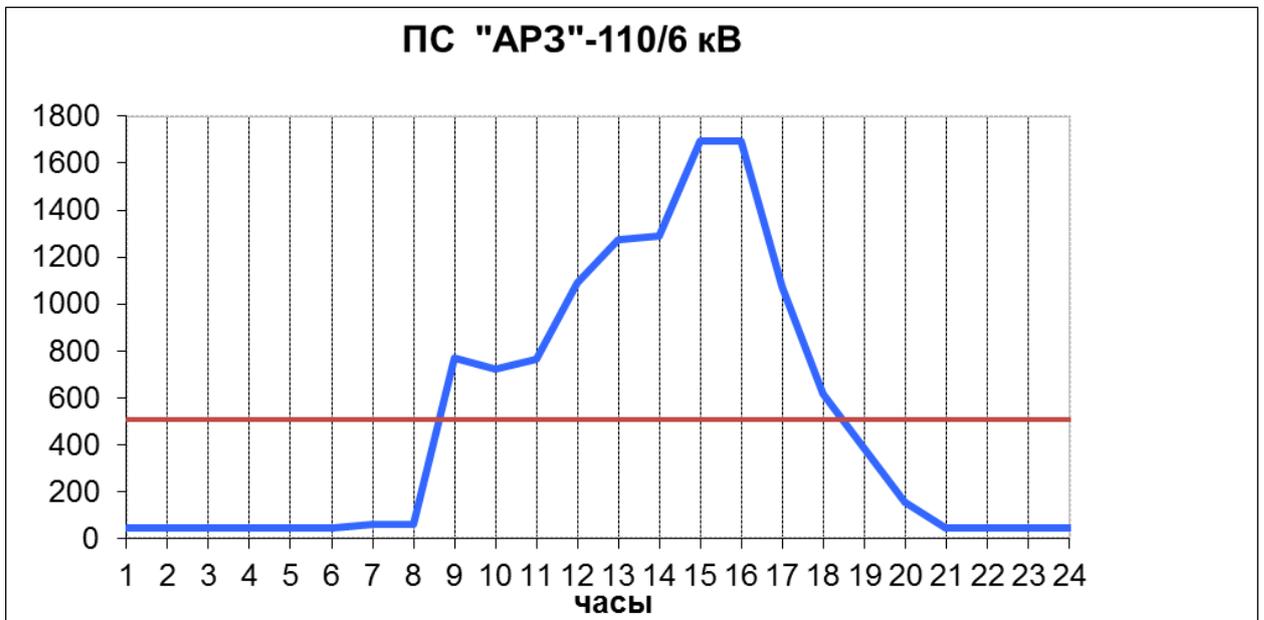


Рисунок 22 – Суточный ГЭН ПС 110 кВ «АРЗ» зимнего максимума нагрузок перспективного 2025г.