

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 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование развития распределительной электрической сети напряжением 35-110 кВ города Комсомольск-на-Амуре для подключения объектов территории опережающего социально-экономического развития Комсомольск

Исполнитель

студент группы 4420м

подпись, дата

Ю. А. Прядко

Руководитель

доцент, к.т.н

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Диссертация содержит 160 с , 30 рисунков, 50 таблиц, 39 источников, 1 приложение.

НАПРЯЖЕНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТРАНСФОРМАТОР, СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, РАСЧЁТ РЕЖИМА, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, ОПТИМАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО.

В диссертации проведены исследования касемо способа подключения ПС Пермская, которая предназначена для электроснабжения одной из площадок ТОСЭР Комсомольск.

Основой методологии работы является вариантный метод.

В проекте разработаны возможные варианты схем для энергоснабжения ПС Пермская, с учетом категорийности потребителей. Для отобранных двух вариантов выполнены расчёты установившихся режимов. Проведён выбор и сравнительный анализ инновационного оборудования. На основании технико-экономического сравнения выбран оптимальный вариант развития сети и оптимальная конструкция ПС.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
РАЗДЕЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТОСЭР КОМСОМОЛЬСК.....	10
1.1 Климатогеографическая характеристика.....	10
1.2 Структурный анализ сети.....	11
1.3 Анализ режимной ситуации.....	20
РАЗДЕЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ОБЪЕКТОВ ТОСЭР КОМСОМОЛЬСК.....	44
РАЗДЕЛ 3. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ.....	52
РАЗДЕЛ 4. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ ПЕРМСКАЯ.....	55
4.1 Разработка вариантов подключения проектируемой ПС.....	55
4.2 Выбор основных элементов проектируемой сети.....	65
РАЗДЕЛ 5. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАССМАТРИВАЕМЫХ ВАРИАНТОВ.....	73
5.1 Расчет установившегося режима для существующей сети.....	73
5.2 Расчёт режима сети для варианта № 3.....	84
5.3 Расчёт режима сети для варианта № 4.....	96
РАЗДЕЛ 6. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	101
6.1 Описание проектируемой сети.....	101
6.2 Расчет капиталовложений проектируемой сети.....	102
6.3 Расчет эксплуатационных издержек.....	104
6.4 Определение среднегодовых эквивалентных расходов.....	108
РАЗДЕЛ 7. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА СЕТИ.....	109
7.1 Варианты конструкции ПС.....	109
7.2 Варианты исполнения строящейся ЛЭП.....	118
7.3 Сравнительный анализ применения КЛ и ВЛ.....	122

РАЗДЕЛ 8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС ПЕРМСКАЯ.....	126
8.1 Расчет токов короткого замыкания	126
8.2 Разработка однолинейной схемы.....	133
8.3 Выбор оборудования.....	133
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	154
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	156
ПРИЛОЖЕНИЕ А. <u>Расчёт</u> токов короткого замыкания	161

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

КУ – компенсирующее устройство;

КРУ - Комплектное распределительное устройство;

КРУЭ - Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

КТПМ - Модульная комплектная трансформаторная подстанция.

ЛЭП – линия электропередачи;

ПС – подстанция;

РПН – регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

СМО – стальные многогранные опоры;

СП СЭС - структурное подразделение филиала АО «ДРСК» «Хабаровские ЭС»
«Северные электрические сети»;

ТОСЭР – территория опережающего социально-экономического развития;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль.

ВВЕДЕНИЕ

В 2014 году Подписан закон о территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации. В Федеральном законе [37] под ТОСЭР понимается часть территории субъекта Российской Федерации, включая закрытое административно-территориальное образование, на которой в соответствии с решением Правительства Российской Федерации установлен особый правовой режим осуществления предпринимательской и иной деятельности в целях формирования благоприятной среды для привлечения инвестиций, обеспечения ускоренного развития экономики и создания комфортных условий для обеспечения жизнедеятельности населения.

Согласно Федеральному закону [37] ТОСЭР создаётся на 70 лет по решению Правительства Российской Федерации на основании предложения уполномоченного федерального органа, при этом срок её существования может быть продлён по решению Правительства Российской Федерации. Решение Правительства Российской Федерации о создании ТОСЭР принимается в форме постановления, которым предусматриваются:

- перечень видов экономической деятельности, при осуществлении которых действует особый правовой режим предпринимательской деятельности;
- минимальный объём капитальных вложений резидентов ТОСЭР в осуществление соответствующих видов экономической деятельности на этой территории;
- положение о применении или неприменении на ТОСЭР таможенной процедуры свободной таможенной зоны, установленной таможенным законодательством Таможенного союза;
- описание местоположения границ ТОСЭР;
- при необходимости минимальные требования к уровню применяемых резидентами ТОСЭР технологий и методов производства, оборудования для соответствующих видов экономической деятельности.

Федеральным законом определяются порядок создания и прекращения существования ТОСЭР, порядок управления ТОСЭР, меры по созданию и развитию ТОСЭР, правовое положение резидентов ТОСЭР и особенности осуществления ими деятельности на соответствующей территории, а также особенности осуществления на ней полномочий органов государственной власти, органов местного самоуправления и иных органов.

Предусматриваются также особенности осуществления трудовой, медицинской, образовательной и иных видов деятельности, особенности регулирования имущественных, земельных, градостроительных, экологических и иных отношений применительно к ТОСЭР.

Кроме того, устанавливаются особенности создания и функционирования институтов развития Дальнего Востока, отдельные меры государственной поддержки субъектов Российской Федерации, входящих в состав Дальневосточного федерального округа, а также особенности создания ТОСЭР в монопрофильных муниципальных образованиях Российской Федерации (моногородах).

Согласно Федеральному закону [37] в течение трёх лет со дня его вступления в силу ТОСЭРы могут создаваться на территориях субъектов Российской Федерации, входящих в состав Дальневосточного федерального округа, а также на территориях моногородов с наиболее сложным социально-экономическим положением, включённых в соответствующий перечень, утверждаемый Правительством Российской Федерации, а по истечении трёх лет – на территориях остальных субъектов Российской Федерации.

Постановлением Правительства РФ от 25 июня 2015 г. N 628 "О создании территории опережающего социально-экономического развития "Комсомольск" [20] определено создание территории опережающего социально-экономического развития "Комсомольск" на территориях муниципальных образований "Город Комсомольск-на-Амуре" и "Город Амурск" Хабаровского края.

Создание любого производства, отнесённого к ТОСЭР, требует ввода новых инфраструктурных объектов, в том числе и объектов обеспечивающих их электроснабжение. Таким образом, выбранная тема является актуальной.

Объект исследования - электрические сети 35-220 кВ Комсомольского энергорайона, к которым предполагается подключение новой ПС, обеспечивающей электрической энергией объекты площадки ТОСЭР Комсомольск – Парус.

Предмет исследования – подключаемая подстанция Пермская.

Целью магистерской диссертации является проектирование развития распределительной электрической сети 35-110 кВ г. Комсомольск-на-Амуре для определения оптимального способа подключения объектов указанной ТОСЭР.

Для этого при выполнении диссертации, решены следующие задачи:

- описание климатогеографической характеристики района проектирования.
- структурный анализ электрической сети района проектирования.
- анализ загрузки оборудования и коэффициентов мощности ВЛ;
- разработка вариантов подключения проектируемой подстанции к электрической сети.
- выбор силовых трансформаторов, компенсирующих устройств и сечения проводников для всех предложенных вариантов.
- разработка однолинейной схемы для каждого варианта электрической сети.
- проверка необходимости реконструкции существующей сети после подключения проектируемой подстанции.
- расчёты электрических режимов для технически реализуемых вариантов электрической сети.
- выбор оптимального варианта развития электрической сети.

- сравнительный анализ инновационного оборудования для проектируемой подстанции;

- сравнительный анализ вариантов исполнения проектируемой ЛЭП;

Ожидаемые результаты исследования – определение способа подключения проектируемой ПС к электрическим сетям Комсомольского энергорайона с использованием инновационного оборудования.

В ходе выполнения диссертации, использовались программы MS Word 2010, MS Visio 2007, Mathcad 14.0, MS Excel 2010 и «RASTRWIN 3».

РАЗДЕЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТОСЭР КОМСОМОЛЬСК

1.1 Климатогеографическая характеристика

Все площадки ТОСЭР Комсомольск планируется ввести на севере Хабаровского края. Климат этого района муссонный, с характерными чертами континентального. Близость горных массивов Сихотэ-Алиня и Буреинского способствуют движению зимой массы континентального холодного воздуха. Зимой господствуют ветры северо-западных и северных направлений. Летом преобладают восточные муссонные влажные ветры. Однако генеральное направление ветра, определяемое муссонной циркуляцией, сильно искажается рельефом (долина р. Амур имеет северо-восточное направление). Поэтому в северной части Хабаровского края, независимо от сезона года, преобладающим направлением является южное (41 %) и северное (31 %). Среднегодовое количество осадков достигает 566 мм. Снежный покров лежит около шести месяцев: примерно с начала ноября по конец апреля, в горах местами сохраняется до июня. Среднегодовая температура воздуха равна — 0,8 °С. Зима холодная; среднемесячная температура воздуха самого холодного месяца (январь): —26 °С. Лето довольно короткое (с середины июня по конец августа), но очень тёплое и увлажнённое. Среднемесячный дневной максимум самого тёплого месяца (июль): +30 °С, а в январе температура может опускаться ниже —30 °С. В городе наблюдаются явления облачности, туманов и гололёда. В феврале-марте наблюдаются метели.

Рассматриваемый район по своим климатическим характеристикам приравнен к районам Крайнего Севера.

- Среднегодовая температура — 0,8 °С.
- Среднегодовая влажность воздуха — 71 %.
- Среднегодовая скорость ветра — 3,1 м/с.

Климатические показатели района проектирования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические показатели района проектирования

Климатические показатели	
Район по гололеду	III
Тип грунта	галечно-гравийный состав грунта
Пляска проводов	Район средней пляски проводов (повторяется реже 1 раза в 10 лет)
Среднегодовая продолжительность гроз [21]	От 20 до 40 часов
Количество грозовых отключений	1-2 раза в 10 лет
Минимальная температура	-30°C
Глубина промерзания грунтов по изотерме 0 °С, см[16]	217- под слоем снега 292- под оголенной поверхностью 112 – на болотах

Районы по гололёду и ветру, а так же значения температур используются при проектировании ВЛ, количество грозовых часов при расчёте систем молниезащиты ПС.

1.2 Структурный анализ сети

Площадки ТОСЭР Комсомольск будут размещаться на территории одноимённого энергорайона. В Комсомольском энергорайоне электроснабжение осуществляется на напряжениях 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ и 500 кВ. Карта схема рассматриваемого участка сети приведена на рисунке 1.

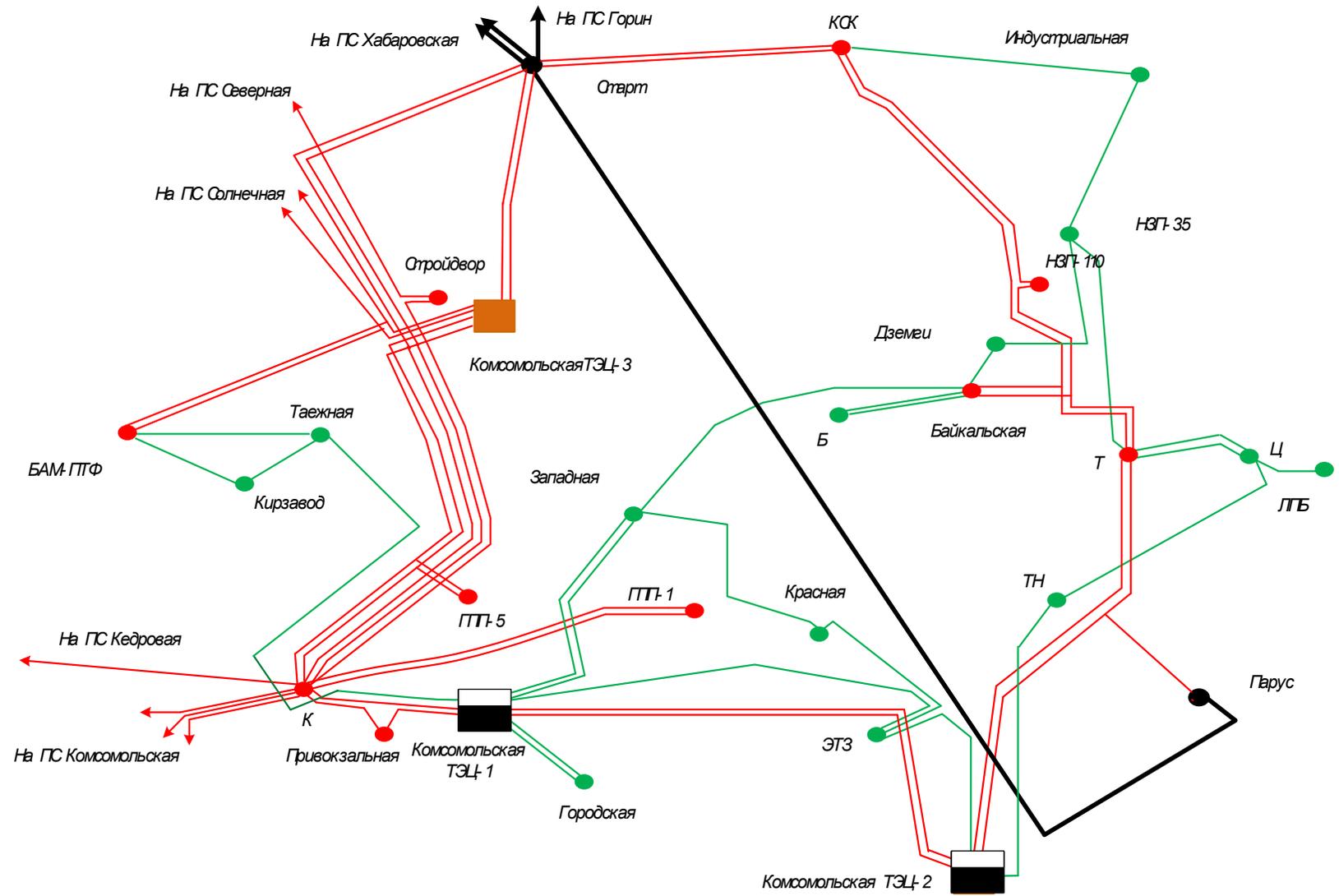


Рисунок 1 – Карта-схема существующей электрической сети.

Как видно из рисунка 1 схема сети 110 кВ в районе проектирования представляет собой двухцепную магистраль с несколькими источниками питания.

В рассматриваемой части энергосистемы Хабаровского края источниками питания являются:

- Комсомольская ТЭЦ-1;
- Комсомольская ТЭЦ-2;
- Комсомольская ТЭЦ-3.

Комсомольская ТЭЦ-1 выдаёт мощность в сеть 35-110 кВ. РУ 35 кВ и 110 кВ выполнены по схеме две рабочие системы шин. На станции установлено два генератора суммарной мощностью 25 МВт. Первая очередь станции была включена в работу в 1950г. Независимо от своего статуса станция всегда оставалась и остается до сих пор жизненно необходимой городу. В условиях нехватки энергетических мощностей на рубеже семидесятых – восьмидесятых годов она работала на пределе своих возможностей. Главная проблема заключалась в трудностях с переработкой угля, и здесь начали активно сжигать мазут. Ситуация изменилась лишь с приходом в 1985 году сахалинского газа. ТЭЦ-1 получила его первой на материке. Полностью переход на голубое топливо завершился в 1989 году. Начиная с девяностых годов, станцию нагружают по минимуму. Станция отапливает сегодня три городских микрорайона и один пригородный. Главный потребитель среди промышленных предприятий – находящийся по соседству завод «Амурметалл». [9]

Комсомольская ТЭЦ -2 установленной мощностью 197,5 МВт. На ней установлено четыре генератора. Эта станция так же выдаёт мощность в сеть на напряжениях 35 кВ и 110 кВ. РУ 110 кВ станции выполнено по схеме одна рабочая секционированная система шин с обходной. РУ 35 кВ представляет собой одну секцию шин с двумя отходящим ВЛ 35 кВ. Комсомольская ТЭЦ-2 одна из старейших станций - введена в работу в 1935 году. В настоящее время СП "Комсомольская ТЭЦ-2" - это производственное объединение, в которое входят две теплоэлектроцентрали Комсомольская ТЭЦ-1 и Комсомольская

ТЭЦ-2. В состав основного оборудования ТЭЦ-2 входят три котлоагрегата БКЗ-160 и четыре БКЗ-210; турбоагрегаты Т - 27,5-90, ПТ-60-90 и два Т-55-130, станция работает на двух видах топлива: газе и угле. Общая электрическая мощность объединения СП «Комсомольская ТЭЦ-2» - 222,5 МВт, тепловая - 786 Гкал/час. [1]

Комсомольская ТЭЦ-3 имеет установленную мощность 360 МВт и выдаёт мощность в сеть 110 кВ. В составе Комсомольской ТЭЦ-3 находится два энергоблока суммарной мощностью 360 МВт и 540 Гкал/час. РУ 110 кВ станции выполнено по схеме две рабочие системы шин с обходной. На сегодняшний день Комсомольская ТЭЦ-3 является самой мощной электростанцией в городе Комсомольск-на-Амуре, самой молодой в крае и единственной на Дальнем Востоке электростанцией, работающей полностью на газе. [10]

Узловыми ПС 110 кВ в рассматриваемом кольце являются ПС К, ПС Т.

Схема РУ 110 кВ ПС К – Две рабочие секционированные и обходная система шин. На ПС Установлено два силовых трансформатора 1Т-40 МВА, 2Т - 6,3 МВА. К ПС К подходит 11 ВЛ 110 кВ.

На ПС Т установлено три силовых трансформатора мощностью 40 МВА каждый. РУ 110 кВ ПС Т выполнено по схеме Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин.

Транзитными являются ПС 110 кВ Стройдвор, ПС 110 кВ Привокзальная, ПС 110 кВ НПЗ 110, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Лиан.

ПС 110 кВ Стройдвор, Северная и Лиан подключены к транзитной ВЛ 110 кВ между ПС 220 кВ Старт и ПС 110 кВ К.

На ПС Стройдвор согласно схеме установлен только секционный выключатель 110 кВ. По установленной мощности трансформаторов и полной мощности ПС информации на схемах нет.

На ПС 110 кВ Северная установлено два трансформатора по 10 МВА. РУ 110 кВ выполнено по схеме Одна рабочая секционированная система шин.

На ПС 110 кВ Лиан установлено два трансформатора по 2,5 МВА. РУ 110 кВ выполнено по схеме Одна рабочая секционированная система шин.

ПС Привокзальная располагается на транзите между ПС К и Комсомольской ТЭЦ-1. Схема РУ 110 кВ – мостик с выключателями в цепях трансформаторов. На ПС установлено два трансформатора по 16 МВА.

На ПС 110 кВ НПЗ 110 установлено два трансформатора по 40 МВА. РУ 110 кВ выполнено по схеме Одна рабочая секционированная система шин.

Отпаечными являются: ПС 110 кВ КСК, ПС 110 кВ Байкальская, ПС 110 кВ ГПП 5, ПС 110 кВ БАМ-ПТФ.

На ПС 110/35/10 КСК установлен 1 трансформатор мощностью 16 МВА, подключенный к сети через отделитель.

На ПС 110/35/6 Байкальская установлено два трансформатора 1Т- 10 МВА, 2Т – 25 МВА. РУ 110 кВ ПС выполнено по схеме два блока линия трансформатор.

На ПС 110 кВ ГПП-5 установлено два трансформатора по 40 МВА каждый. РУ 110 кВ выполнено по схеме два блока линия трансформатор.

На ПС 110/35/10 БАМ-ПТФ установлен 1 трансформатор мощностью 10 МВА, подключенный к сети через один выключатель, хотя на ПС имеются два захода 110 кВ.

Ближайшими к рассматриваемой площадке размещения ТЭСЭР являются ПС 220 кВ Парус, ПС 35 кВ ТН и Комсомольская ТЭЦ-2.

Распределительные устройства ПС Парус:

220 кВ – одна рабочая секционированная система шин с обходной;

110 кВ - одна рабочая секционированная система шин;

10 кВ - одна секционированная система шин.

Распределительные устройства ПС ТН:

35 кВ – мостик;

6 кВ - одна секционированная система шин.

Срок службы трансформаторов ПС 35-110 кВ Комсомольского энергорайона энергосистемы Хабаровского края по [32] приведен в таблице 2.

Таблица 2- Срок службы трансформаторов ПС 35-110 кВ Комсомольского энергорайона энергосистемы Хабаровского края

№ п/п	Наименование ПС напряжение , кВ	Трансформаторная мощность ПС, шт.Т х МВА	Год ввода тр-ров	Срок службы трансформатора на 2016 год
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ				
1	Комсомольская 220/110/10	1x63	1985	31
		1x125		
2	Высокогорная 220/35/10	2x25	1987	29
3	Парус 220/110/10	2x63	1989	27
4	Старт 220/110/10	2x125	1981	35
5	Селихино 220/110/10	1x63	1981	35
	Селихино 110/35/10	1x16		
6	Уктур 220/35/10	1x10	2006	10
ПС 110 кВ:				
1	Азимут	1x10	1978	38
		1x6,3	1983	33
2	Амурмаш	2x80	ведомст.	-
3	БАМ-ПТФ 110/35/10	1x10	1971	45
4	Байкальская 110/35/6	1x10	1973	43
		1x25	1989	27
5	Береговая	1x10	1993	23
6	Вознесенская	1x6,3	1985	31
		1x2,5	1976	40

1	2	3	4	5
7	Водозабор	2x16	1990	26
8	Гайгер	2x40	1984	32
9	ГПП-1	2x40	1962	54
10	ГПП-2	2x40	1973	43
11	ГПП-5	2x63	1985	31
12	Горная 110/35/6	1x6,3	1974	42
		1x10	1969	47
13	Иннокентьевка	2x6,3	1989	27
14	К	1x40	1974	42
		1x6,3	1977	39
15	Картель	2x10	1977	39
16	Кедровая	2x16	1976	40
17	КСК 110/35/10	1x16	1984	32
18	Лидога	2x2,5	1997	19
19	Лиан	1x2,5	1975	41
		1x2,5	1979	37
20	ЛДК	1x16	1972	44
21	Молодёжная	2x6,3	1966	50
22	НПЗ-110	2x25	2003	13
23	Озёрная	2x6,3	1981	35
24	Привокзальная	1x16	1977	39
		1x16	1985	31
25	Пивань	2x10	1989	27
26	Падали	1x6,3	1966	50

1	2	3	4	5
27	Перевальная	1x6,3	1992	24
28	Ручей	2x2,5	1981	35
29	Солнечная	2x6,3	1987	29
30	Северная 110/35/6	2x10	1984	32
			1983	33
31	Стройдвор	2x16	1985	31
32	Троицкая	1x6,3	1990	26
		1x5,6	1965	51
33	Т	2x31,5	1969	47
		1x40	1969	47
34	Хурба 110/35/10	1x10	1988	28
		1x16	1996	20
35	ЦОФ	2x15	1966	50
36	Эльбан	2x16	1983	33
ПС 35 кВ:				
1	Б	1x16	1979	37
		1x10	1973	43
2	Болин	1x4	1988	28
		1x1,6	1975	41
3	Багерная	1x1,6	ведомст.	-
4	Городская	1x16	1982	34
		1x16	1985	31
5	Гурское	2x2,5	2009	7
6	Дальняя	1x2,5	1969	47

1	2	3	4	5
7	Дземги	1x16	ведомст.	-
		1x10		
8	Западная	1x10	1994	22
		1x16	1979	37
9	Индустриальная	2x4	1982	34
			1983	33
10	Кирзавод	2x2,5	1987	29
11	Красная	2x4	1988	28
			1990	26
12	КЖБК	1x10	1984	32
13	ЛПБ	1x7,5	1987	29
		1x5,6	2004	12
14	Менгон	1x2,5	1988	28
15	Мостовая	1x6,3	ведомст.	-
		1x4		
16	НПЗ-35	1x5,6	1977	39
		1x10	1984	32
17	Объект-10	1x4	1991	25
18	Объект-202	2x2,5	1999	17
19	ПТО	1x10	1971	45
20	Приусадебная	1x10	1979	37
		1x4		
21	С/х Комсомольский	1x4	1977	39
		1x2,5		

1	2	3	4	5
22	Снежная	2x4	2002	14
23	Сортировка	2x1,6	ведомст.	
24	Таёжная	1x4	1990	26
		1x2,5	1969	47
25	ТН	1x10	1970	46
		1x3,2	1986	30
26	Тейсин	1x1,8	1966	50
27	Ц	1x7,5	ведомст.	-
		1x7,5		-
		1x5,6		-
28	ЭТЗ	1x16	1987	29
		1x10		

Примечание: цветом выделены трансформаторы со сроком службы более 40 лет.

Из таблицы видно, что на большинстве ПС установлены трансформаторы со сроком службы более 20 лет, а 23 трансформатора вообще со сроком службы более 40 лет.

1.3 Анализ режимной ситуации

Основными источниками электроснабжения в крае являются семь тепловых электростанций. Суммарная установленная мощность энергосистемы Хабаровского края на конец 2015 г. составила 2233,93 МВт.

Установленные мощности электрических станций Хабаровского края приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Установленные мощности электрических станций Хабаровского края.

Наименование станции	Установленная мощность, МВт
Хабаровская ТЭЦ-1	435
Хабаровская ТЭЦ-3	720
Комсомольская ТЭЦ-1, 2	222,5
Комсомольская ТЭЦ-3	360
Амурская ТЭЦ	285
Майская ГРЭС	78,2
Николаевская ТЭЦ	130,6

В рассматриваемом Комсомольском районе находятся Комсомольская ТЭЦ-1, 2, Комсомольская ТЭЦ-3 и Амурская ТЭЦ.

Загрузка станций Комсомольского района Хабаровского края в периоды зимних нагрузок приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Загрузка станций Комсомольского района Хабаровского края в периоды зимних нагрузок.

Наименование станции	Установленная мощность, МВт	Максимум генерации на зиму 2013г	Максимум генерации на зиму 2014г	Максимум генерации на зиму 2015г
Комсомольская ТЭЦ-1, 2	222,5	51,3	213	178
Комсомольская ТЭЦ-3	360	172	180	112
Амурская ТЭЦ	285	50,8	210	236
ИТОГО	867,5	274,1	603	526

Загрузка станций Комсомольского района Хабаровского края в периоды летних нагрузок приведены в таблице 5.

Анализ загрузки станций в зимний и летний периоды показывает, что есть резерв мощности для подключения новых потребителей

Таблица 5 – Загрузка станций Комсомольского района Хабаровского края в периоды летних нагрузок

Наименование станции	Установленная мощность, МВт	Максимум генерации на лето 2013г	Максимум генерации на лето 2014г	Максимум генерации на лето 2015г
Комсомольская ТЭЦ-1, 2	222,5	50,1	60,4	72,6
Комсомольская ТЭЦ-3	360	170	91	181,1
Амурская ТЭЦ	285	51,1	49,2	109,7

Структура электропотребления Хабаровского края согласно схеме и программе развития электроэнергетики Хабаровского края приведена рисунке 2 [31].

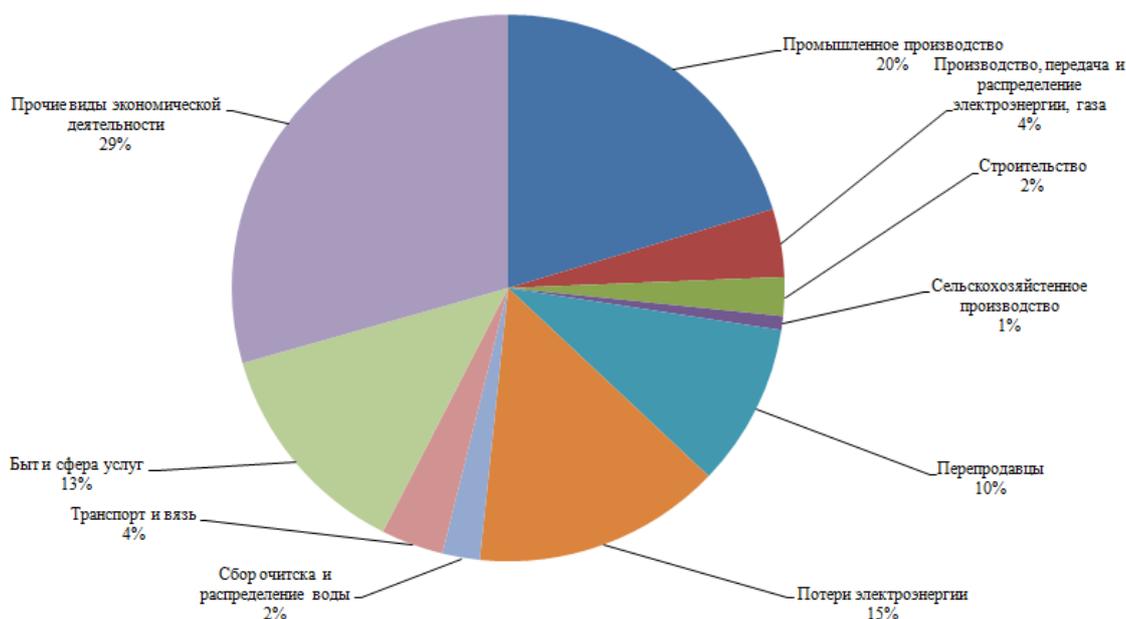


Рисунок 2 - Структура электропотребления в Хабаровском крае по данным 2014 года.

В структуре электропотребления Хабаровского края значительные доли занимают промышленное производство, прочие виды экономической деятельности, потери электрической энергии и быт.

В потери электрической энергии включены собственные нужды станций и непосредственно потери

Нагрузка ПС Комсомольского энергорайона за 2013-2015 годы приведена в таблице 6. По таблице 6 видно, что загрузка большей части ПС ниже оптимальной в нормальном режиме. В режиме отключения одного из трансформаторов второй перегружается более чем на 100% только на ПС Привокзальная и на ПС Городская.

Суммарная нагрузка ПС АО «ДРСК» на зимний максимум нагрузки составляет 147 МВт при суммарной установленной мощности станций 867,5 МВт, потому подключение новых потребителей без ввода новых станций вполне допустимо.

Структура потерь активной мощности Комсомольского энергорайона на 2015 год по данным ОДС филиала Хабаровские ЭС приведена в таблице 7. Из результатов таблицы 7 видно, что нагрузочные потери несколько превышают постоянные потери, а потери на корону в сетях 110 кВ незначительны.

Расчёт величины потерь мощности на корону в сетях 110 кВ Комсомольского энергорайона выполнен согласно Инструкции по организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, Утвержденной Приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. N 326 [6].

Таблица 6 – Динамика изменения нагрузки за 2013-2015 гг в Комсомольском энергорайоне.

NN пп	Наименование подстанции	N тр-ра	Ном. м-ть, МВА	Нагрузка (МВА) на стороне 2013 г зима		ПА режим %	Нагрузка (МВА) на стороне 2014 г зима		ПА режим %	Нагрузка (МВА) на стороне 2015 г зима		ПА режим %
				6-10 кВ	Загрузка, %		6-10кВ	Загрузка, %		6-10кВ	Загрузка, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Азимут	1Т	10	0		12,9	0	0	23,7	0	0	22,2
		2Т	6,3	0,81	12,9		1,49	23,7		1,4	22,2	
2	Б	1Т	16	3,44	21,5	46,5	3,81	23,8	47,1	4,52	28,3	55,6
		2Т	10	2,5	25		2,33	23,3		2,73	27,3	
3	Байкальская	1Т	10	0	28,6	43,3	0	45,3	63,5	0	46	67,2
		2Т	25	0,24	14,7		0,75	18,2		0,54	21,2	
4	БАМ ПТФ	1Т	10	0	22,6	-	0,01	20,4	-	0,007	18,2	-
5	Береговая	1Т	10	2,25	22,5	-	2,93	29,3	-	4,6	46	-
6	Болин	1Т	4	0,98	24,5	24,5	1,29	32,3	32,3	1,67	41,8	41,8
		2Т	1,6	0			0	0		0	0	

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7	Бриакаан	1Т	4	0,69	17,3	-	0,88	22	-	1,93	48,3	-
8	Водозабор	1Т	16	0,91	5,7	5,7	2,48	15,5	15,5	3,95	24,7	24,7
		2Т	16	0	0		0	0				
9	Вознесеновская	1Т	6,3	0	0	0	1,64	26	26	1,48	23,5	23,5
		2Т	2,5	0,9	36		0	0		0	0	
10	Гайгер	1Т	40	2,54	6,4	14,6	2,89	7,2	11,9	1,33	3,3	8,3
		2Т	40	3,27	8,2		1,89	4,7		2,01	5	
11	Горная	1Т	10	1,05	10,5	10,5	1,05	10,5	10,5	1,21	12,1	12,1
		2Т	6,3	0	0		0	0		0	0	
12	Городская	1Т	16	8,72	54,5	94	9,26	57,9	110,6	7,95	49,7	87,5
		2Т	16	6,32	39,5		8,43	52,7		6,04	37,8	
13	Гурское	1Т	2,5	0		17,6	0	0	50,8	0	0	48
		2Т	2,5	0,44	17,6		1,27	50,8		1,2	48	
14	Дальняя	1Т	2,5	0,31	12,4	-	0,56	22,4	-	0,53	21,2	-

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
15	Дуки	1Т	1,6	0		16	0,61	38	54	0	0	25,3
		2Т	4	0,64	16		0,64	16		1,01	25,3	
16	Западная	1Т	10	1,28	12,8	31,6	2,42	24,2	42,1	1,94	19,4	37,5
		2Т	16	3	18,8		2,87	17,9		2,9	18,1	
17	Индустриальная	1Т	4	0,44	11	28,3	0,72	18	27,3	0,39	9,8	17,8
		2Т	4	0,69	17,3		0,37	9,3		0,32	8	
18	Иннокентьевка	1Т	6,3	0	0	6,8	0,73	11,6	11,6	0,66	10,5	10,5
		2Т	6,3	0,43	6,8		0	0		0	0	
19	К	1Т	40	1,33	3,3	3,3	2,34	5,9	5,9	2,37	5,9	5,9
		2Т	6,3	0			0	0		0	0	
20	Картель	1Т	10	0,68	6,8	11,6	1,48	14,8	30,4	0,95	9,5	28,2
		2Т	10	0,48	4,8		1,56	15,6		1,87	18,7	
21	Кедровая	1Т	16	0	0	2,6	0	0	2,4	0	0	1,7
		2Т	16	0,41	2,6		0,39	2,4		0,27	1,7	

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
22	КЖБК	1Т	10	0,35	3,5	-	0,7	7	-	0,06	0,6	-
23	Кирзавод	1Т	2,5	0,77	30,8	30,8	0,53	21,2	21,2	0,58	23,2	23,2
		2Т	2,5	0			0	0		0	0	
24	Красная	1Т	4	0,59	14,8	27,3	2,29	57,3	92,3	1,12	28	55,5
		2Т	4	0,5	12,5		1,4	35		1,1	27,5	
25	КСК	1Т	16	0,11	12,8	-	0,3	18,7	-	0,31	14,4	-
26	Лиан	1Т	2,5	0,07	2,8	2,8	0,1	4	4	0,1	4	4
		2Т	2,5	0			0	0		0	0	
27	Лидога	1Т	2,5	0,75	30	30	0,93	37,2	37,2	1,17	46,8	46,8
		2Т	2,5	0	0		0	0		0	0	
28	ЛПБ	1Т	3,2	0,38	11,9	26,4	0,96	30	50,4	1,22	38,1	55,4
		2Т	5,6	0,81	14,5		1,14	20,4		0,97	17,3	
29	Менгон	2Т	2,5	0,4	16	-	0,93	37,2	-	1,05	42	-
30	Молодежная	1Т	6,3	0		29,7	0	0	27,5	0	0	28,6

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Молодежная	2Т	6,3	1,87	29,7		1,73	27,5		1,8	28,6	
31	НПЗ-35	1Т	5,6	0,47	8,4	16,4	0,65	11,6	27,6	0,65	11,6	27,4
		2Т	10	0,8	8		1,6	16		1,58	15,8	
32	Объект-10	1Т	4	0,42	10,5	-	0,52	13	-	0,13	3,3	-
33	Объект-202	1Т	2,5	0		12,4	0	0	12,8	0	0	6,8
		2Т	2,5	0,31	12,4		0,32	12,8		0,17	6,8	
34	Озерная	1Т	6,3	0,5	7,9	17,7	1,93	30,6	51,6	0,73	11,6	42,4
		2Т	6,3	0,62	9,8		1,32	21		1,94	30,8	
35	Падали	1Т	2,5	0,66	26,4	-	1,29	51,6	-	1,39	55,6	-
36	Перевальная	1Т	6,3	0,004	0,1	-	0,03	0,5	-	0	0	-
37	Пивань	1Т	10	0		13,4	0	0	24,6	0	0	24,2
		2Т	10	1,34	13,4		2,46	24,6		2,42	24,2	
38	Привокзальная	1Т	16	7,63	47,7	81,8	9,34	58,4	115,3	10,14	63,4	119,3
		2Т	16	5,45	34,1		9,11	56,9		8,95	55,9	

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
39	Приусадебная	1Т	10	1,3	13	13	2,23	22,3	22,3	2,45	24,5	24,5
		2Т	4	0			0	0		0	0	
40	ПТО	1Т	10	1,52	15,2	-	1,38	13,8	-	1,06	10,6	-
41	Ручей	1Т	2,5	0,33	13,2	22	0,34	13,6	34,4	0,25	10	37,6
		2Т	2,5	0,22	8,8		0,52	20,8		0,69	27,6	
42	с/з Комсомольский	1Т	2,5	0	0	8,3	0,04	1,6	17,4	0	0	12,3
		2Т	4	0,33	8,3		0,63	15,8		0,49	12,3	
43	Северная	1Т	10	1,37	16,8	22,1	0,49	8,1	15,6	0,41	5,2	9,3
		2Т	10	0,53	5,3		0,75	7,5		0,41	4,1	
44	Снежный	1Т	4	0,7	17,5	17,5	1,07	26,8	26,8	0,97	24,3	24,3
		2Т	4	0	0		0	0		0	0	
45	Солнечная	1Т	6,3	1,14	18,1	48,1	1,95	31	63,4	1,83	29	59,2
		2Т	6,3	1,89	30		2,04	32,4		1,9	30,2	
46	Таежна	1Т	4	0,47	11,8	17	0,26	6,5	10,9	0,35	8,8	18

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
46	Таежная	2Т	2,5	0,13	5,2		0,11	4,4		0,23	9,2	
47	ТН	1Т	10	2,24	22,4	22,4	3,08	30,8	30,8	3,58	35,8	35,8
		2Т	7,5	0			0	0		0	0	
48	Троицкая	1Т	6,3	2,6	41,3	41,3	2,76	43,8	91,8	2,72	43,2	92,2
		2Т	5,6	0			3,05	48		3,06	49	
49	Тэйсин	1Т	1,8	0,47	26,1	-	1,54	38,5	-	1,14	28,5	-
50	Хурба	1Т	10	0,15	14,6	42,4	0,41	23,7	67	5,49	73	85,7
		2Т	16	3,74	27,8		5,47	43,3		0,54	12,7	
51	ЦОФ	1Т	15	1,65	11	11	2,44	16,3	16,3	2,19	14,6	14,6
		2Т	15	0			0	0		0	0	
52	Эльбан	1Т	16	2,55	20,4	55,7	4,43	37	85,3	4,19	33,7	70,3
		2Т	16	3,88	35,3		3,96	48,3		2,44	36,6	
53	ЭТЗ	1Т	16	4,36	27,3	44,2	9,8	61,3	83,4	6,16	38,5	63
		2Т	10	1,69	16,9		2,21	22,1		2,45	24,5	
	Итого			102,814			147,63			138,357		

Таблица 7 - Структура потерь активной мощности Комсомольского энергорайона.

Показатель	Суммарные потери активной мощности	Потери на корону	Нагрузочные потери активной мощности	Постоянные потери активной мощности
Единицы измерения				
МВт	8,63	0,17	4,51	3,95
Доля вклада в суммарные потери, %	100,00%	2,0%	53,31%	46,69%
Доля от суммарной нагрузки потребителя (324 МВт), %	2,7%	0,1%	1,4%	1,2%

Потери электроэнергии на корону приведены в таблице 8.

Таблица 8- Потери на корону в сетях 110 кВ Комсомольского энергорайона.

Суммарная протяжённость ВЛ 110 кВ , км	Усреднённые Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт*ч/км	Расчётное значение потерь на корону тыс. кВт*ч
942,68	0,88	829,56

Анализ соотношения реактивной и активной мощности для ВЛ 35-110 кВ СП СЭС филиала АО «ДРСК» «Хабаровские ЭС» приведен в таблице 9.

Таблица 9– Анализ tgφ по линиям 35-110 кВ (зима 2015г)

Название	P _{нач}	Q _{нач}	tgφ
1	2	3	4
ЛЭП 110 кВ ТЭЦ-3 - ГПП-5 1Т	-54,14	-7,72	0,14
ЛЭП 110 кВ ТЭЦ-3 - ГПП 5 2Т	-54,04	-6,87	0,13
ЛЭП 110 кВ ТЭЦ-3 - отп Бам ПТФ	-52,72	14,16	-0,27
ЛЭП 110 кВ ТЭЦ-2 – ПС Т 2Т 3Т	-52,14	-0,71	0,01
ЛЭП 110 кВ ТЭЦ-3 – отп Бам ПТФ	-51,41	14,77	-0,29
ЛЭП 110 кВ ТЭЦ-2 – отп на ПС Парус	-46,12	3,74	-0,08
ЛЭП 110 кВ отп на ПС Парус - ПАРУС 1АТ	-46,07	3,79	-0,08
ЛЭП 110 кВ ГПП-5 1Т - К 1сш	-41,43	0,15	0,00
ЛЭП 110 кВ ГПП-5 2Т - К 2сш	-41,34	-1,25	0,03
ЛЭП 110 кВ АМ.ТЭЦ - ХУРБА 1Т	-31,28	-1,64	0,05
ЛЭП 110 кВ АМ.ТЭЦ - Комсомольская	-28,75	-0,79	0,03
ЛЭП 35 кВ Т 1Т - Ц 1С	-16,22	-5,01	0,31
ЛЭП 110 кВ К 1сш - КОМСОМОЛЬСКАЯ 3 АТ	-15,87	5,4	-0,34

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
ЛЭП 110 кВ К 1сш - Привокзальная 2Т	-15,84	-9,87	0,62
ЛЭП 110 кВ Старт 2СШ – отп на ПС КСК	-13,61	-14,3	1,05
ЛЭП 110 кВ отп на ПС КСК - НПЗ 2Т	-12,05	-14,13	1,17
ЛЭП 35 кВ ТЭЦ 1 – ГОРОДСКАЯ 1С	-8,03	-2,28	0,28
ЛЭП 110 кВ СТАРТ 1СШ – отп на КСК Т1	-7,75	-12,14	1,57
ЛЭП 110 кВ Отп КСК Т1- отп Байкальская	-7,7	-12,76	1,66
ЛЭП 110 кВ АМ.ТЭЦ - ПАДАЛИ	-6,73	-0,65	0,10
ЛЭП 110 кВ КОМС ЗАТ – отп на ПС Береговая	-6,19	-1,08	0,17
ЛЭП 110 кВ К 1сш – отп Ручей	-6,19	5,73	-0,93
ЛЭП 110 кВ К - Солнечная	-6,14	5,74	-0,93
ЛЭП ТЭЦ 1 - Городская 2С	-6,09	-1,38	0,23
ЛЭП 110 кВ ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1	-5,94	-1,18	0,20
ЛЭП 110 кВ ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1	-5,94	-1,18	0,20
ЛЭП 110 кВ отп Ручей - СОЛНЕЧНАЯ 1сш	-5,93	4,76	-0,80
ТЭЦ-1 - ПРИВКЗАЛЬНАЯ 1Т	-5,59	3,23	-0,58
ЛЭП 110 кВ Отп ПАДАЛ - Эльбан 2Т	-5,59	-0,93	0,17
ЛЭП 110 кВ К - ПРИВКЗ 1Т	-5,47	-6,82	1,25
ЛЭП 110 кВ К 2сш – отп на Пивань	-5,44	1,11	-0,20
ЛЭП 110 кВ ИННОКЕНТЬЕВКА - ЛИДОГА	-5,41	1,17	-0,22
ЛЭП 110 кВ отп Байкальская – Т 1Т	-5,17	-12,32	2,38
ЛЭП 110 кВ АМ. ТЭЦ - ЭЛЬБ 1Т	-5,16	-0,51	0,10
ЛЭП 35 кВ ТЭЦ 2 - ЭТЗ	-5,02	4,51	-0,90
ЛЭП 110 кВ ЛИДОГА - ТРОИЦКАЯ	-4,38	-0,26	0,06
ЛЭП 110 кВ Отп Водозабор - БЕРЕГОВАЯ 1с	-4,36	-1,22	0,28
ЛЭП 35 кВ ТЭЦ 2 - ТН	-4,05	-2,38	0,59
ЛЭП 110 кВ АМ.ТЭЦ - АМУРМ	-4,01	-2,16	0,54
ЛЭП 110 кВ Отпайка на ПС Байкальская - БАЙКАЛЬСКАЯ 1С	-3,86	-1,73	0,45
ЛЭП 35 кВ ТЭЦ 2 - ЭТЗ 1С	-3,35	5,02	-1,50
ЛЭП 110 кВ Отп Пивань - Кртель 2Т	-3,01	0,61	-0,20
ЛЭП 35 ТЭЦ 1 - Западная 2С	-2,55	-1,88	0,74
ЛЭП 35 ТЭЦ 1 - Западная 2С	-2,55	-1,88	0,74
ЛЭП 110 кВ Отп Байкальская - Байкальская 2С	-2,52	-0,56	0,22
ЛЭП 110 кВ Отп С-74 - ПИВАНЬ	-2,42	-0,35	0,14
ЛЭП 110 кВ К 1сш - ГПП-2 1Т	-2,29	-2,67	1,17
ЛЭП 110 кВ ГПП-2 1Т - ГПП-1 1Т	-2,29	-2,78	1,21
ЛЭП 35 кВ Т 2Т - НПЗ-35 1Т	-2,28	-1,96	0,86
ЛЭП 110 кВ К 2сш - ГПП2 2Т	-2,28	-2,7	1,18
ЛЭП 110 кВ ГПП2 2Т - ГПП 1 2Т	-2,28	-2,81	1,23
ЛЭП 35 кВ БАЙК 1С - Б 2С	-2,18	-0,51	0,23
ЛЭП 35 кВ Падали - Приусадебная 1Т	-2,13	-0,8	0,38
ЛЭП 35 кВ БАЙКАЛЬСКАЯ - Б 1С	-2	-0,34	0,17
ЛЭП 110 кВ К 1сш - СТРОЙДВОР 1Т	-1,94	-0,37	0,19
ЛЭП 110 кВ отп Береговая - В/ЗАБ 1Т	-1,82	-0,35	0,19
ЛЭП 110 кВ СОЛНЕЧНАЯ – отп. Молодёжная	-1,69	-0,75	0,44
ЛЭП 110 кВ Отп. Молодёжная - ЦОФ 1Т	-1,66	-1,21	0,73

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
ЛЭП 35 кВ БАМ ПТФ – Таёжная 2Т	-1,65	-0,86	0,52
ЛЭП 35 кВ БАЙКАЛЬСКАЯ 1С - ДЗЕМГИ 1Т	-1,64	-1,03	0,63
ЛЭП 35 кВ ТН - ОТП Т-162	-1,48	-1,2	0,81
ЛЭП 110 кВ Отп КСК - КСК 2Т	-1,46	-0,7	0,48
ЛЭП 110 кВ КОМСОМОЛЬСК - Гайтер	-1,42	0,89	-0,63
ЛЭП 35 кВ Таёжная - КИРзд 1Т	-1,25	-0,52	0,42
ЛЭП 110 кВ Картель - ГАЙТЕР 1Т	-1,24	0,07	-0,06
ЛЭП 35 кВ КСК - ИНДУСТРИАЛЬНАЯ	-1,22	-0,51	0,42
ЛЭП 110 кВ СТАРТ 1СШ – отп. АЗИМУТ	-1,17	1,97	-1,68
ЛЭП 35 кВ СНЕЖНОЕ - ГУРСКОЕ	-1,12	-0,14	0,13
ЛЭП 35 кВ Хурба – отп Мост	-1,09	-0,09	0,08
ЛЭП 35 кВ отп. Мост - СОРТ	-1,09	-0,16	0,15
ЛЭП 35 кВ ЭТЗ 1С - КРАСН	-1,07	-0,26	0,24
ЛЭП 35 кВ Отп ЛПБ - ЛПБ 1С	-1,05	-0,6	0,57
ЛЭП 35 кВ ХУРБА - БОЛИН	-1,04	-0,28	0,27
ЛЭП 110 кВ Отп АЗИМУТ - АЗИМУТ	-0,87	0,75	-0,86
ЛЭП 35 кВ ЭЛЬБАН 1Т - Приусадебная	-0,86	-0,32	0,37
ЛЭП 35 кВ Приусадебная – МЕНГОН	-0,85	-0,34	0,40
ЛЭП 35 кВ Приусадебная - ТЕЙСИН	-0,84	-0,37	0,44
ЛЭП 35 кВ КИРзд 2Т - СОРТ 2Т	-0,8	-0,1	0,13
ЛЭП 110 кВ СОЛНЕЧНАЯ - ГОРНАЯ	-0,56	0,2	-0,36
ЛЭП 35 кВ ЭЛЬБАН- ДАЛЬНЯЯ	-0,51	-0,26	0,51
ЛЭП 35 кВ ХУРБА - сзКОМ 1Т	-0,5	0,01	-0,02
ЛЭП 110 кВ Стройдетали - СЕВЕРНАЯ	-0,5	-0,2	0,40
ЛЭП 110 кВ отп Солнечная - Ручей	-0,46	-0,24	0,52
ЛЭП 35 кВ ОТП ЛПБ – Ц	-0,43	-0,61	1,42
ЛЭП 35 кВ Ц - ОТ Т-168	-0,43	-0,61	1,42
ЛЭП 110 кВ Солнечная - отп Молодёжная	-0,43	-1,16	2,70
ЛЭП 110 кВ отп Молодёжная - Молодёжная	-0,39	-1,09	2,79
ЛЭП 35 кВ отп. КТПБ - ЛПБ	-0,38	-0,52	1,37
ЛЭП 110 кВ Отп АЗИМУТ - ЛИАН	-0,3	0,65	-2,17
ЛЭП 110 кВ ЛИАН - Север	-0,28	0,74	-2,64
ЛЭП 110 кВ отп Ручей - РУЧЕЙ	-0,23	-0,07	0,30
ЛЭП 110 кВ К - Кедровая	-0,2	1,54	-7,70
ЛЭП 35 кВ СЕВЕР - ОБ-202	-0,1	-0,08	0,80
ЛЭП 35 кВ Западная - ОБ-10	-0,1	-0,1	1,00
ЛЭП 110 кВ ТЭЦ-3 – Комсомольский НПЗ 2	-0,08	-0,34	4,25
ЛЭП 35 кВ ОТП ЛПБ - КТПБ	-0,05	-0,1	2,00
ЛЭП 110 кВ СТАРТ – отп Азимут	-0,05	2,13	-42,60
ЛЭП 110 кВ отп Молодёжная - ЦОФ	-0,05	-0,2	4,00
ЛЭП 110 кВ АМ.ТЭЦ - ЛДК	-0,03	0,04	-1,33
ЛЭП 110 кВ отп Молодёжная - МОЛОДЁХНАЯ	-0,03	0,33	-11,00
ЛЭП 110 кВ Отп Азимут С100 - КЕДРОВАЯ	-0,02	0,32	-16,00
ЛЭП 110 кВ Отп Азимут С100 - АЗИМУТ	-0,02	1,28	-64,00
ЛЭП 110 кВ ТЭЦ-3 – Комсомольский НПЗ 2	-0,02	-0,41	20,50
ЛЭП 110 кВ Горная - Перевал	-0,01	0,93	-93,00

Примечания:

1. Отрицательные значения $\text{tg}\varphi$ показывают, что направление потока активной и реактивной мощностей не совпадают.
2. Большие значения $\text{tg}\varphi$ соответствуют незначительно загруженным линиям.

Исходные данные для подготовки информации о потерях, перетоках по ВЛ и загрузке оборудования получены ОДС филиала АО «ДРСК» Хабаровские ЭС.

Анализ загрузки ВЛ 35-110 кВ Комсомольского энергорайона за 2013-2015гг приведён в таблице 10. По данным таблицы 10 видно, что большинство ВЛ 110 кВ Комсомольского энергорайона загружены в пределах определённых экономическими токовыми интервалами. Имеются ряд ВЛ 110 кВ, загрузка которых выше значений рекомендуемых токовыми интервалами, но она меньше допустимой. Загрузка ВЛ 35 кВ не превышает длительно допустимых значений.

Выполненный анализ загрузки оборудования показывает возможность увеличения нагрузки в рассматриваемом районе, что подтверждает возможность подключения объектов ТЭСЭР Комсомольск.

Таблица 10 – Анализ загрузки ВЛ 35-110 кВ Комсомольского энергорайона за 2013-2015гг

NN пп	Дисп. номер	Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода с сердечником	Токовая нагрузка ЛЭП, А			Длительно допустимый ток, А	Экономические токовые интервалы для сечения, А
				Нагр-ка 2015, А	Нагр-ка 2014, А	Нагр-ка 2013, А		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	С-71	Ам.ТЭЦ-Комсом.	АС-150/24	150	388	128	446	АС-240/39
2	С-72	Ам.ТЭЦ-Хурба	АС-150/24	172,4	391	132	446	АС-240/39
3	С-73	К-Кедровая	АС-120/19	1,3	7	1	380	АС-120/19
4	С-74	К-оп.118	АС-120/19	26,5	29	34	380	АС-120/19
			АС-500/204	26,5	29	34	945	АС-120/19
	С-74	Оп.118-Картель	АС-120/19	15,2	17	19	380	АС-120/19
	С-74	Оп.118-Пивань	АС-120/19	11,3	12	15	380	АС-120/19
5	С-75	ТЭЦ-1-Привокз.	АС-185/29	33	33	54	511	АС-120/19
6	С-76	ТЭЦ-1-К	АС-185/29	58	80	80	511	АС-120/19
7	С-77	К-ГПП 1, 2	АС-300/39	22,3	24	11	690	АС-120/19
8	С-78	К-ГПП 1,2	АС-300/39	14,2	24	11	690	АС-120/19
9	С-79	К-Стройдвор	АС-120/19	9,5	10	16	380	АС-120/19

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	8	7	9
10	С-80	Лиан-Северная	АС-120/19	1,9	4	3	380	АС-120/19
11	С-81	К-оп.122	АС-120/19	42,3	50	33	380	АС-120/19
	С-81	Солнеч.-оп.122	АС-120/19	41,5	48	31	380	АС-120/19
12	С-82	К-Солнечная	АС-120/19	42,9	50	35	380	АС-120/19
13	С-91	Солнечная-оп.11	АС-120/19	0	6	10	380	АС-120/19
	С-91	Оп.11-Молодежн.	АС-120/19	10,2	2	0	380	АС-120/19
14	С-92	Солнечная-оп.11	АС-120/19	8,4	6	4	380	АС-120/19
	С-92	Оп.11-Молодежн.	АС-120/19	8,4	5	4	380	АС-120/19
15	С-83	ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2	АС-185/29	35	37	60	511	АС-120/19
16	С-84	ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2	АС-185/29	33	37	60	511	АС-120/19
17	С-85	ТЭЦ-2 – Т	АС-185/29	260	215	160	511	АС-240/39
18	С-86	ТЭЦ-2 – оп	АС-185/29	253	426	270	511	АС-240/39
19	С-86	Оп-Т	АС-185/29	0	128	120	511	АС-185/29
20	С-86	Оп. – Парус	АС-120/19	261,7	319	150	511	АС-240/39
21	С-87	Ам.ТЭЦ – Эльбан	АС-120/19	39	26	29	380	АС-120/19

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	8	7	9
22	С-88	Ам.ТЭЦ – оп.118	АС-300/39	17,6	37	29	380	АС-120/19
23	С-89	Ам.ТЭЦ-Амурмаш	АС-300/39	33,5	21	30	690	АС-120/19
24	С-90	Ам.ТЭЦ – ЛДК	АС-185/29	0	1	2	690	АС-120/19
25	С-93	К-Привокзальная	АС-150/24	88	100	110	511	АС-150/24
26	С-94	Хурба-Комсом.	АС-120/19	129,7	322	93	446	АС-150/24
27	С-95	Старт-Азимут	АС-95/16	12,1	12	20	380	АС-120/19
			АС-70/11	12,1	12	20	330	АС-120/19
			АС-120/19	2	12	20	265	АС-120/19
28	С-96	Селих.-Озерная	АС-185/29	4,3	8	7	380	АС-120/19
29	С-97	Старт-КСК-Т	АС-150/24	74,4	79	82	511	АС-120/19
			АС-150/24	74,4	79	82	446	АС-120/19
	С-97	Отп.Байкальск.	АС-95/16	19	26	52	446	АС-120/19
	С-97	Отп.КСК	АС-185/29	0	0	12	330	АС-120/19
30	С-98	НПЗ-Т	АС-150/24	102	109	120	511	АС-150/24
31	С-98	Отп.Байкальск.	АС-120/19	20	19	17	446	АС-120/19

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	8	7	9
32	С-99	Селих-Картель		10,9	8	7	380	АС-120/19
33	С-100	Лиан - Азимут	АС-95/16	0	6	1	330	АС-120/19
			АС-120/19	0	6	1	380	АС-120/19
			АС-150/24	0	6	1	446	АС-120/19
34	С-101	Старт-Кедровая	АС-120/19	10	10	10	380	АС-120/19
35	С-102	Старт-НПЗ	АС-150/24	93,9	90	108	446	АС-150/24
	С-102	Отп.КСК	АС-95/16	11	9	1	330	АС-120/19
36	С-103	Старт-оп.	АС-185/29	33,3	45	30	511	АС-120/19
	С-103	Оп.-Солнечная	АС-185/29	38,5	43	32	511	АС-120/19
	С-103	Оп.-Ручей	АС-120/19	5,2	2	2	380	АС-120/19
37	С-104	Старт-Солнечная	АС-185/29	32,6	45	32	511	АС-120/19
38	С-105	Селих.-Вознес.	АС-150/24	53	54	50	446	АС-120/19
			АС -120/19	53	54	50	380	АС-120/19
39		Оп.-Озерная	АС-120/19	9	7	7	380	АС-120/19
40	С-106	Вознес.Иннокен.	АС-120/19	30	37	32	380	АС-120/19

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	8	7	9
41	С-107	Солнечн.-Горная	АС-120/19	3,5	4	3,5	380	АС-120/19
42	С-108	Солн.-Горная	АС-120/19	3,4	0,3	4,4	380	АС-120/19
43	С-109	Стройдвор-Север.	АС-120/19	6,8	3	8	380	АС-120/19
44	С-110	Иннок.-Троицкое	АС-120/19	26	31	29	380	АС-120/19
45	С-110	отп. На Лидогу	АС-120/19	4	4	4	380	АС-120/19
46	С-112	Горная-Перевал.	АС-150/24	0	1	2	446	АС-120/19
47	С-115	ТЭЦ-3-Старт	АС-300/48	268	279	188	690	АС-300/48
48	С-115	отп.на БАМ ПТФ	АС-120/19	10	6	12	380	АС-120/19
49	С-116	ТЭЦ-3-Старт	АС-300/48	261,2	272	187	690	АС-300/48
50	С-116	отп.на БАМ ПТФ	АС-120/19	0	0	0	380	АС-120/19
51	С-117	ТЭЦ-3-ГПП-К	АС-300/48	258,2	150	200	690	АС-300/48
52	С-117	отп. На ГПП-5	АС-300/48	75,9	90	103	690	АС-150/24
53	С-118	ТЭЦ-3-ГПП-К	АС-300/48	260,2	150	200	690	АС-240/39
54	С-118	отп. На ГПП-5	АС-300/48	67,8	70	41	690	АС-120/19

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	8	7	9
55	С-119	Комсом.-К	АС-150/24	101,4	63	67	446	АС-150/24
56	С-120	Комсом.-К	АС-150/24	109,9	63	67	446	АС-150/24
57	С-121	Карт.-Гайтер	АС-185/29	6	10	12	511	АС-120/19
58	С-123	Комсом.-Гайтер	АС-300/48	7,5	8	13	690	АС-120/19
			АС-240/39	7,5	8	13	610	АС-120/19
59	С-125	Комс.-Водозабор	АС-150/24	15,4	3	14	446	АС-120/19
60	С-125	отп. На Берег	АС-150/24	15,4	0	14	446	АС-120/19
61	С-126	Комс.-Водозабор	АС-150/24	10,1	25	9	446	АС-120/19
62	С-126	отп. На Береговую	АС-150/24	0	15	9	446	АС-120/19
63	Т-160	ТЭЦ-2-ЭТЗ	АС-120/19	100	140	120	380	-
			2АОСБ-150/24	100	140	120	446	-
64	Т-161	ТЭЦ-1-ЭТЗ	АС-120/19	99	114	100	380	-
			2АОСБ-150/24	99	114	100	446	-
65	Т-162	ТН- Ц	АС-185/29	35	37	46	511	-
66	Т-163	ТЭЦ-1 – Западная	АС-120/19	57	74	60	380	-

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	8	7	9
67	Т-164	ТЭЦ-1-Городская	АОСБ-150/24	124	144	135	446	-
68	Т-165	ТЭЦ-1-Городская	АОСБ-150/24	94	125	103	446	-
69	Т-166	ТЭЦ-1-Таежная	АС-70/11	0	0	0	265	-
70	Т-167	ТЭЦ-2-ТН	АС-185/29	13,4	84	110	511	-
71	Т-168	Ц-ЛПБ	АС-120/19	14	14	35	380	-
72	Т-169	Т-НПЗ	АС-120/19	46	61	52	380	-
73	Т-170	Байк.-Дземги	АС-120/19	29	36	32	380	-
74	Т-171	Байкал.-Западная	АС-120/19	0	0	0	380	-
75	Т-172	Т-Ц	2АОСБ-270/	313	280	270	651	-
76	Т-173	Западн.-оп.26	АС-150/24	46	41	45	446	-
			АС-120/19	35	41	45	380	-
77	Т-174	ТЭЦ-1-Западная	АС-120/19		70	60	380	-
78	Т-175	Западная-Объект-10	АС-120/19	2	6	7	380	-
			АС-70/11	2	6	7	265	-
79	Т-176	Объект-10-Об.-202	АС-70/11	0	0	0	265	-

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	8	7	9
80	Т-177	Север. - Объект-202	АС-70/11	3,8	5	6	265	-
81	Т-179	Т-Ц	2АОСБ-300/	0	0	0	690	-
82	Т-180	Хурба –Сортировка	АС-120/19	22,8	17	29	380	-
83	Т-181	Хурба – Болин	АС-120/19	21,4	21	20	380	-
84	Т-182	Индустр. – НПЗ	АС-70/11	24	24	22	265	-
85	Т-183	Хурба – с-з Комсом.	АС-50/8	4,9	3	5	210	-
			АОСБ-120/19	4,9	3	5	380	-
86	Т-185	Байкальская – Б	АОСБ-150/24	34	62	150	446	-
87	Т-186	Байкальская – Б	АОСБ-150/24	54	36	55	446	-
88	Т-190	Эльбан – Дальняя	АС-50/8	1,8	9	8	210	-
89	Т-191	Приусад. – Тейсин	АС-70/11	16	25	14	265	-
90	Т-193	Эльбан – Приусад.б.	АС-120/19	14,5	14	16	380	-
91	Т-194	Эльбан – Приусад.б.	АС-120/19	41,6	52	38	380	-
92	Т-195	БАМ-ПТФ – МПС	АС-70/11	3	5	2	265	-

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	8	7	9
93	Т-203	ЭТЗ – Красная	АС-120/19	17	17	33	380	-
			АОСБ-120/19	17	17	33	380	-
94	Т-211	НПЗ – Дземги	АС-120/19	38	3	36	380	-
95	Т-212	КСК – Индустр.	АС-70/11	22	17	34	265	-
96	Т-221	Таежная – Кирзавод	АС-70/11	29	18	22	265	-
97	Т-222	БАМ-ПТФ – Таежная	АС-120/19	29	28	26	380	-
98	Т-239	Тейсин – Менгон	АС-70/11	0	0	0	265	-
99	Т-240	Приусадеб. - Менгон	АС-95/16	15	14	15	330	-
100	Т-215	Селихино -Снежный	АС-120/19	29,8	34	33	416	-
101	Т-216	Снежный-Гурское	АС-120/19	18	20	20	416	-

РАЗДЕЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ОБЪЕКТОВ ТОСЭР КОМСОМОЛЬСК

Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации От 25 июня 2015 г. N 628 О создании территории опережающего социально-экономического развития "Комсомольск" [20] территория опережающего социально-экономического развития "Комсомольск" создана на территориях муниципальных образований "Город Комсомольск-на-Амуре" и "Город Амурск" Хабаровского края. Перечень кадастровых кварталов, в границах которых создается территория опережающего социально-экономического развития "Комсомольск" приведены на рисунках 3-5.

Этим же Постановлением Правительства РФ [20] определён следующий перечень классов общероссийского классификатора видов экономической деятельности, включающих виды экономической деятельности, при осуществлении которых действует особый правовой режим осуществления предпринимательской деятельности на территории опережающего социально-экономического развития "Комсомольск":

1. Растениеводство и животноводство, охота и предоставление соответствующих услуг в этих областях
2. Лесоводство и лесозаготовки
3. Рыболовство и рыбоводство
4. Производство пищевых продуктов
5. Производство напитков
6. Производство табачных изделий
7. Производство текстильных изделий
8. Производство одежды
9. Производство кожи и изделий из кожи

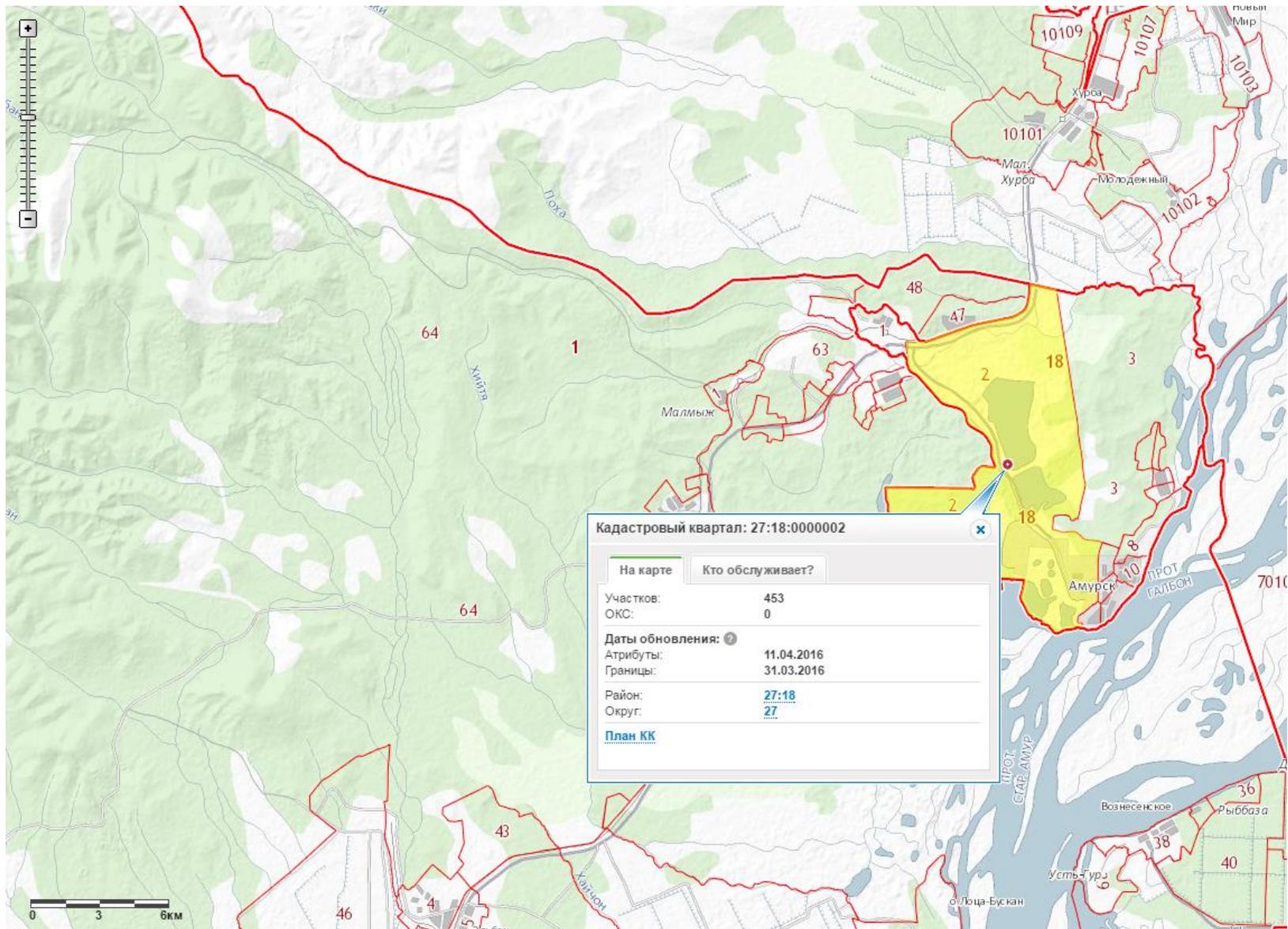


Рисунок 3 – Кадастровый участок 27:18:0000002 (г. Амурск).

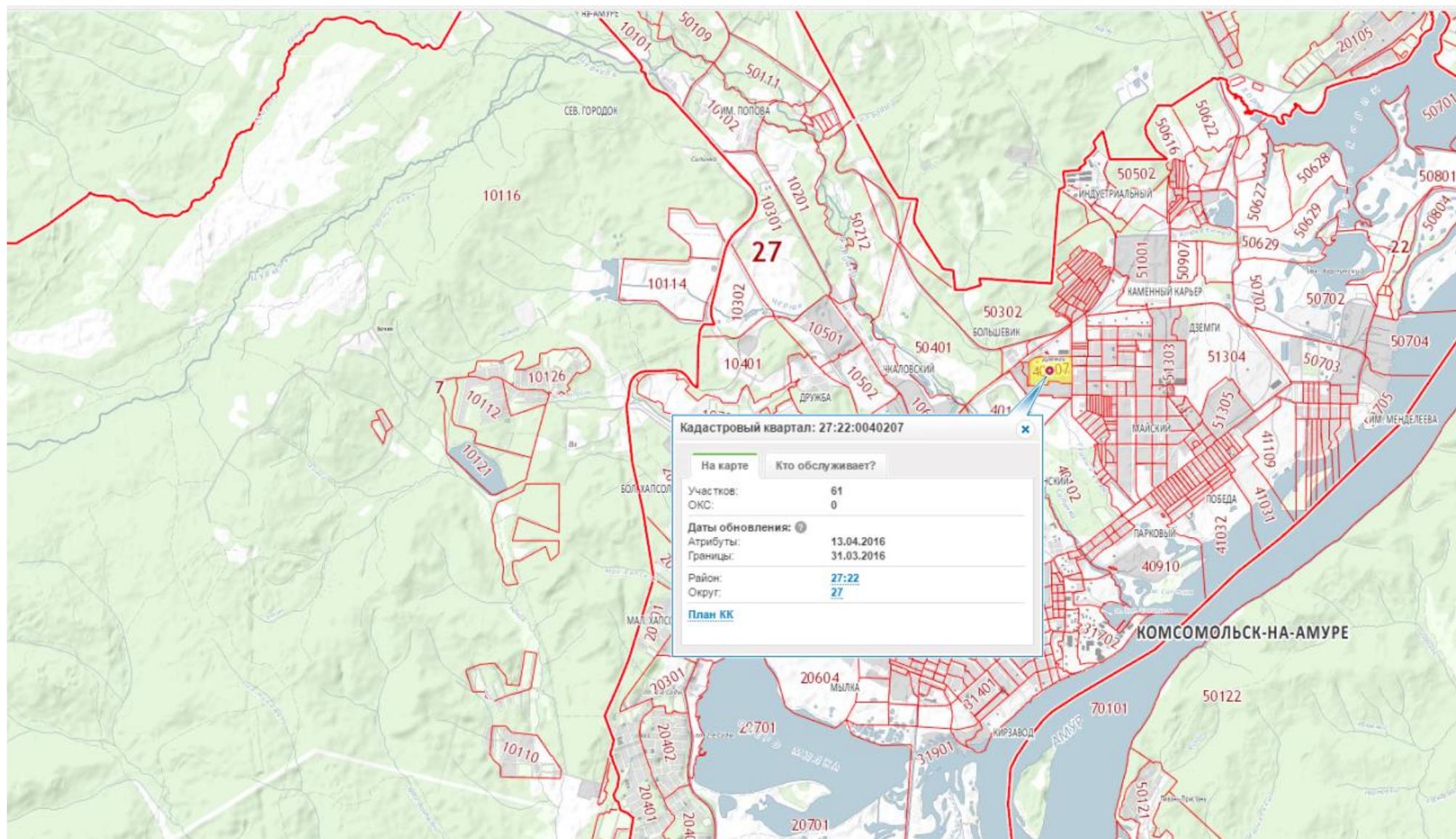


Рисунок 4 – Кадастровый участок 27:22:0040207 (г. Комсомольск-на-Амуре).

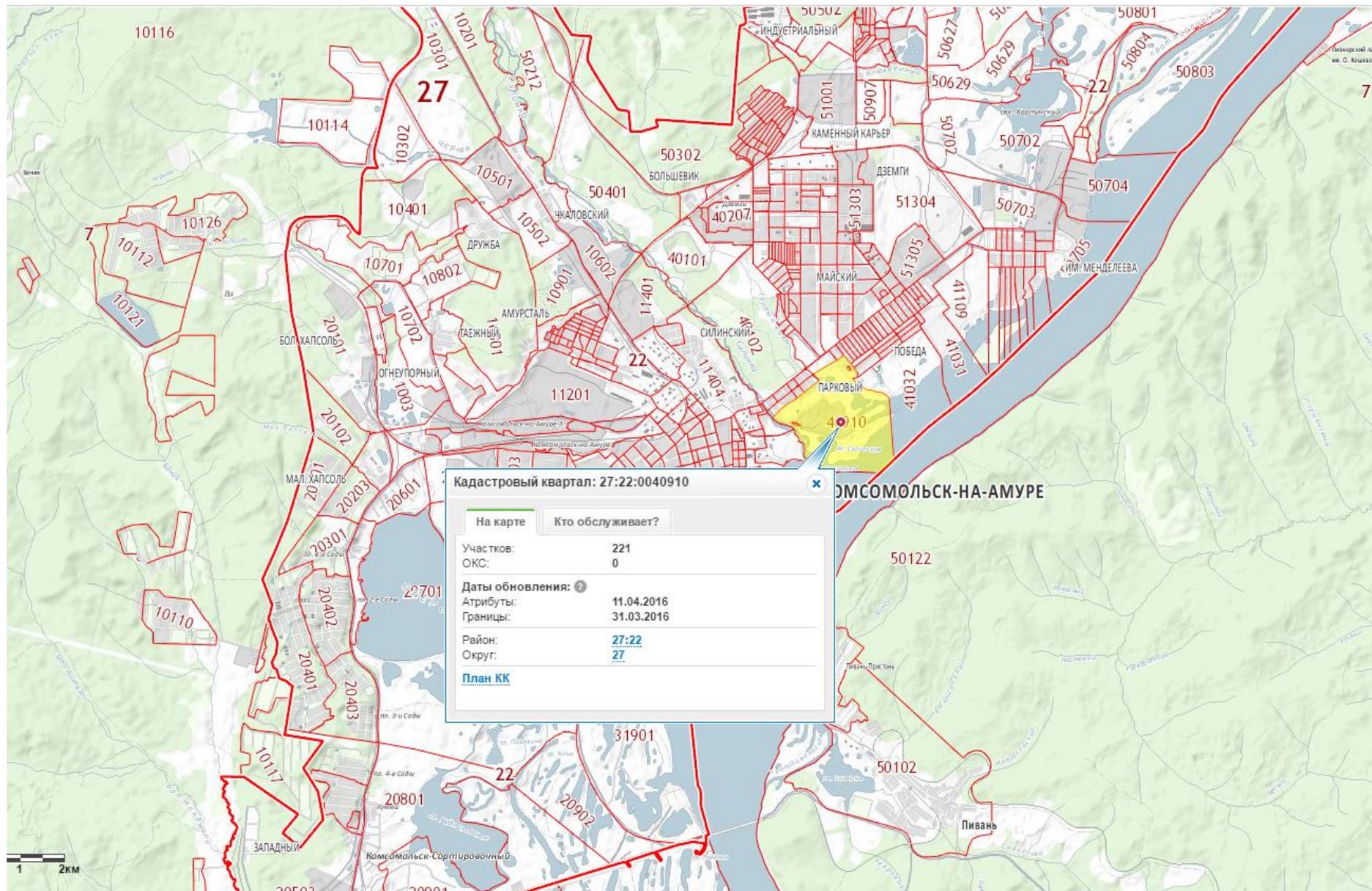


Рисунок 5 – Кадастровый участок 27:22:0040910 (г. Комсомольск-на-Амуре) ТОСЭР Парус.

10. Обработка древесины и производство изделий из дерева и пробки, кроме мебели, производство изделий из соломки и материалов для плетения
11. Производство бумаги и бумажных изделий
12. Деятельность полиграфическая и копирование носителей информации
13. Производство кокса и нефтепродуктов
14. Производство химических веществ и химических продуктов
15. Производство лекарственных средств и материалов, применяемых в медицинских целях
16. Производство резиновых и пластмассовых изделий
17. Производство прочей неметаллической минеральной продукции
18. Производство металлургическое
19. Производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования
20. Производство компьютеров, электронных и оптических изделий
21. Производство электрического оборудования
22. Производство машин и оборудования, не включенных в другие группировки
23. Производство автотранспортных средств, прицепов и полуприцепов
24. Производство прочих транспортных средств и оборудования
25. Производство мебели
26. Производство прочих готовых изделий
27. Ремонт и монтаж машин и оборудования
28. Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха
29. Забор, очистка и распределение воды
30. Сбор и обработка сточных вод
31. Сбор, обработка и утилизация отходов; обработка вторичного сырья
32. Предоставление услуг в области ликвидации последствий загрязнений и прочих услуг, связанных с удалением отходов
33. Деятельность сухопутного и трубопроводного транспорта

34. Деятельность водного транспорта
35. Деятельность воздушного и космического транспорта
36. Складское хозяйство и вспомогательная транспортная деятельность
37. Деятельность почтовой связи и курьерская деятельность
38. Деятельность по предоставлению мест для временного проживания
39. Деятельность по предоставлению продуктов питания и напитков
40. Деятельность издательская
41. Производство кинофильмов, видеофильмов и телевизионных программ, издание звукозаписей и нот
42. Деятельность в области телевизионного и радиовещания
43. Деятельность в сфере телекоммуникаций
44. Разработка компьютерного программного обеспечения, консультационные услуги в данной области и другие сопутствующие услуги
45. Деятельность в области информационных технологий
46. Научные исследования и разработки
47. Деятельность ветеринарная
48. Деятельность по обслуживанию зданий и территорий
49. Деятельность административно-хозяйственная, вспомогательная деятельность по обеспечению функционирования организации, деятельность по предоставлению прочих вспомогательных услуг для бизнеса
50. Образование
51. Деятельность в области здравоохранения
52. Деятельность в области спорта, отдыха и развлечений
53. Деятельность по предоставлению прочих персональных услуг

По данным информационных порталов [13] на сегодняшний день официальным статусом резидента ТОСЭР в Комсомольске и соседнем Амурске обладают четыре компании – ГК «Энергия», ОАО «Амурская лесопромышленная компания», АО «Амурский промышленный центр» и ООО "Торговый Дом Юкон". Скоро «паспорт резидента» получают ещё два предприятия - ООО «Комсомольский-на-Амуре машиностроительный завод» и

ООО «Управляющая компания «Индустриальный парк Дальэнергомаш» — на площадке ТЭСЭР «Амурлитмаш». На стадии рассмотрения, заявки от ООО «Комсомольский-на-Амуре мясокомбинат» и ИП Жойдик на строительство цеха по производству светодиодных ламп.

Из указанных видов деятельности выделить конкретное производство пока невозможно, поэтому для дальнейшего проектирования принимается допущение о том, что проектируемая ПС Пермская будет питать потребителей всех трёх категорий надёжности, то есть она должна быть запитана по двум ЛЭП.

В качестве объекта проектирования принимается площадка ТЭСЭР Комсомольск - Парус, находящаяся в г. Комсомольск –на-Амуре и приведённая на рисунке 5.

Наименование ПС Пермская предложено в настоящей диссертации по одной из улиц города Комсомольск-на-Амуре, находящейся в непосредственной близости от площадки ТЭСЭР Комсомольск - Парус.

Карта – схема г. Комсомольск-на-Амуре с нанесённой территорией кадастрового участка подключаемой площадки ТЭСЭР Комсомольск приведена на рисунке 6.

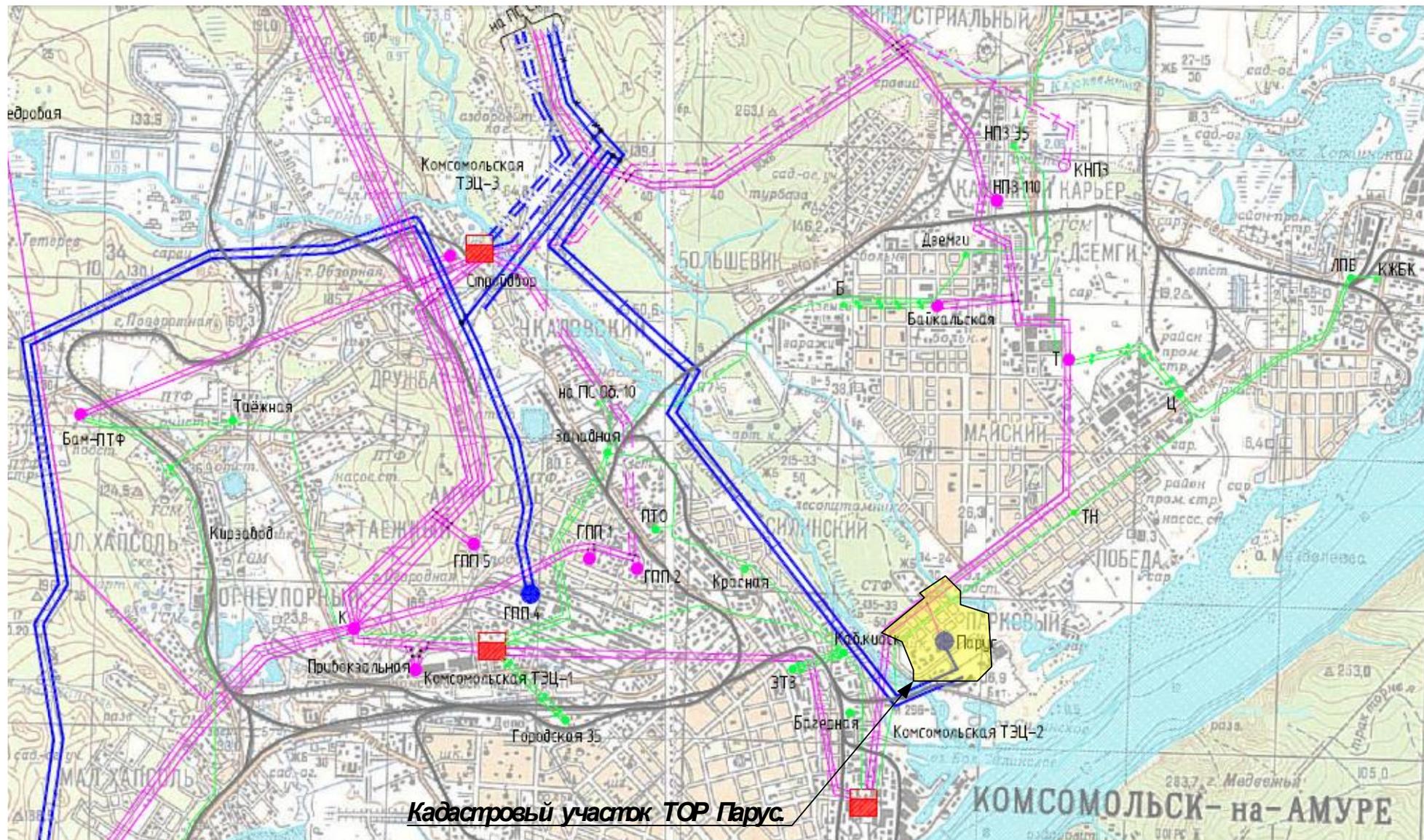


Рисунок 6 - Карта – схема г. Комсомольск-на-Амуре с нанесённой площадкой ТЭСЭР Комсомольск - Парус.

РАЗДЕЛ 3. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Для выполнения расчётов режимов и выбора оборудования выполняется прогнозирование электрических нагрузок. За исходные данные принимаются данные контрольного замера 2015 года.

Для проектирования распределительной сети необходимо спрогнозировать нагрузки рассматриваемого района на 5 лет, то есть до 2020 года. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле:

$$P_{\text{прогн}} = P_{\text{ср}} \cdot (1+k)^{T_{\text{прогн}}-T_{\text{тек}}}, \quad (1)$$

где k – относительный прирост нагрузки (для Хабаровского края по данным схемы развития ЕЭС России 5,4%).

$T_{\text{прогн}}-T_{\text{тек}}$ – разность года на который выполняется прогнозированием и текущего года (принимаем равным 5);

$P_{\text{ср}}$ – средняя мощность на текущий период.

Прогнозирование выполняется для узлов нагрузки используемых в расчётах режимов.

Средняя мощность, определяется через коэффициент максимума (k_m):

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{max}}}{k_m}. \quad (2)$$

Расчёты по прогнозированию выполнены в программе MS Excel 2010.

Результаты расчёта прогнозируемых значений максимальной и средней мощности приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Прогнозирование электрических нагрузок

Название узла нагрузки	Номинальное напряжение узла нагрузки, кВ	Текущие максимальные нагрузки в узлах		Прогнозируемые максимальные нагрузки		Прогнозируемые средние нагрузки	
		P, МВт	Q, МВар	P _н , МВт	Q _н , МВар	P _{ср} , МВт	Q _{ср} , МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
Солнечная 1сш	110	1,38	1,54	1,8	2	1,38	1,54
Солнечная 2сш	110	2,61	0,85	3,4	1,1	2,6	0,85
ГПП-5 1Т	110	10,15	5,07	13,2	6,6	10,15	5,08
ГПП 5 2Т	110	5,07	1,69	6,6	2,2	5,08	1,69
КТПБ	35	0,15	0,15	0,2	0,2	0,15	0,15
Байкальская 2 с	110	3,15	1,38	4,1	1,8	3,15	1,38
ПРИВОКЗАЛЬНАЯ	110	11,53	3,84	15	5	11,54	3,84
ГПП-4	220	0,00	0,00			0	0
ТН	35	4,61	1,85	6	2,4	4,62	1,84
КСК 2Т	110	1,54	0,77	2	1	1,54	0,76
Ручей 1Т	110	0,23	0,08	0,3	0,1	0,23	0,07
Ручей 2Т	110	0,31	0,23	0,4	0,3	0,31	0,23
ТЭЦ-2 нагрузка 35 кВ	6,3	14,61	7,69	19	10	14,62	7,69

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
ЭТЗ 1С	35	5,07	0,92	6,6	1,2	5,08	0,92
ЭТЗ 2С	35	1,92	0,69	2,5	0,9	1,92	0,69
Ц 1С	35	13,07	5,23	17	6,8	13,0769231	5,23
КОМС 3АТ	110	0,62	0,23	0,8	0,3	0,61538462	0,23
БАМ ПТФ	110	0,62	0,62	0,8	0,8	0,61538462	0,61
ЛПБ 2С	35	0,77	0,15	1	0,2	0,76923077	0,15
Комсомольская ТЭЦ 1 нагрузка на 35 кВ	35	17,68	6,84	23	8,9	17,69	6,84
К 1сш	110	1,69	0,62	2,2	0,8	1,69	0,61
К 2сш	110	3,69	-0,46	4,8	-0,6	3,69	-0,46
Старт 2СШ	110	1,54	0,38	2	0,5	1,53	0,38
НПЗ 110	110	20,76	7,69	27	10	20,76	7,69
ЛПБ 1С	35	0,62	0,31	0,8	0,4	0,61	0,31
Т 3Т	6	15,61	6,23	20,3	8,1	15,61	6,23
Комсомольская ТЭЦ-2	110	9,38	5,38	12,2	7	9,38	5,38
Комсомольская ТЭЦ-3	110	2,23	1,92	2,9	2,5	2,2	1,9

РАЗДЕЛ 4. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ ПЕРМСКАЯ

4.1 Разработка вариантов подключения проектируемой ПС

Целью раздела является отбор наиболее экономически целесообразных вариантов электрической сети для подключения вводимой ПС. Эти варианты необходимо обосновать, подчеркнуть их достоинства и недостатки, проверить на практическую осуществимость. Если все они могут быть реализованы, то, в конечном счёте, выбирается два варианта, один из которых имеет минимальную суммарную длину линий в одноцепном исполнении, а другой минимальное количество выключателей.

4.1.1 Принципы построения сетей

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность её дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью [4].

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Намечаемые варианты не должны быть случайными – каждый основывается на ведущем принципе построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т.д.) [4].

При разработке конфигурации вариантов сети используют следующие принципы:

1. Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения: нагрузки I и II категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания,

по не менее двум независимым линиям; для электроприемника III категории достаточно питания по одной линии.

2. В кольцевых сетях должен быть один уровень номинального напряжения.

3. Применение простых электрических схем распределительных устройств с минимальным количеством трансформации.

4. Вариант электрической сети должен быть технически осуществим, т.е. должны существовать трансформаторы, выполненные на рассматриваемую нагрузку и сечения линий на рассматриваемое напряжение.

4.1.2 Разработка вариантов подключения

Вариант № 1 заключается в подключении проектируемой ПС к ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ 2 – Т. Схема варианта приведена на рисунке 7.

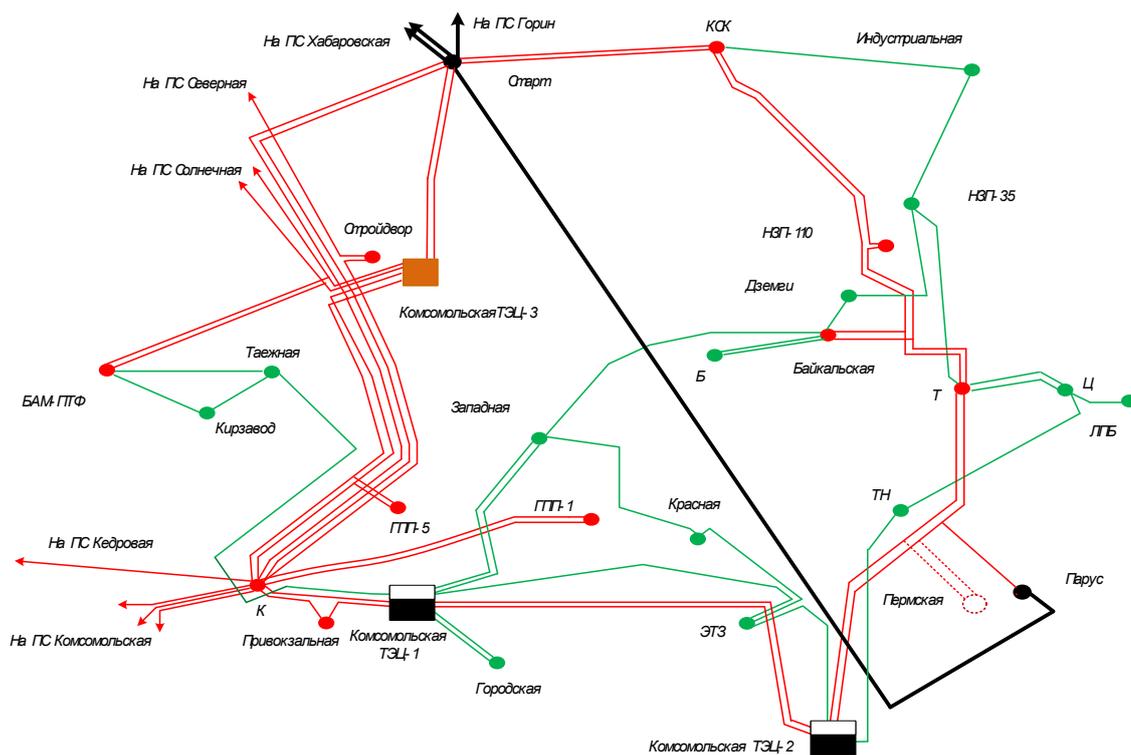


Рисунок 7 – Схема варианта № 1.

Вариант № 2 заключается в подключении проектируемой ПС Пермская к ВЛ 110 кВ от ПС Парус до ВЛ Комсомольская ТЭЦ 2 – Т (рисунок 8).

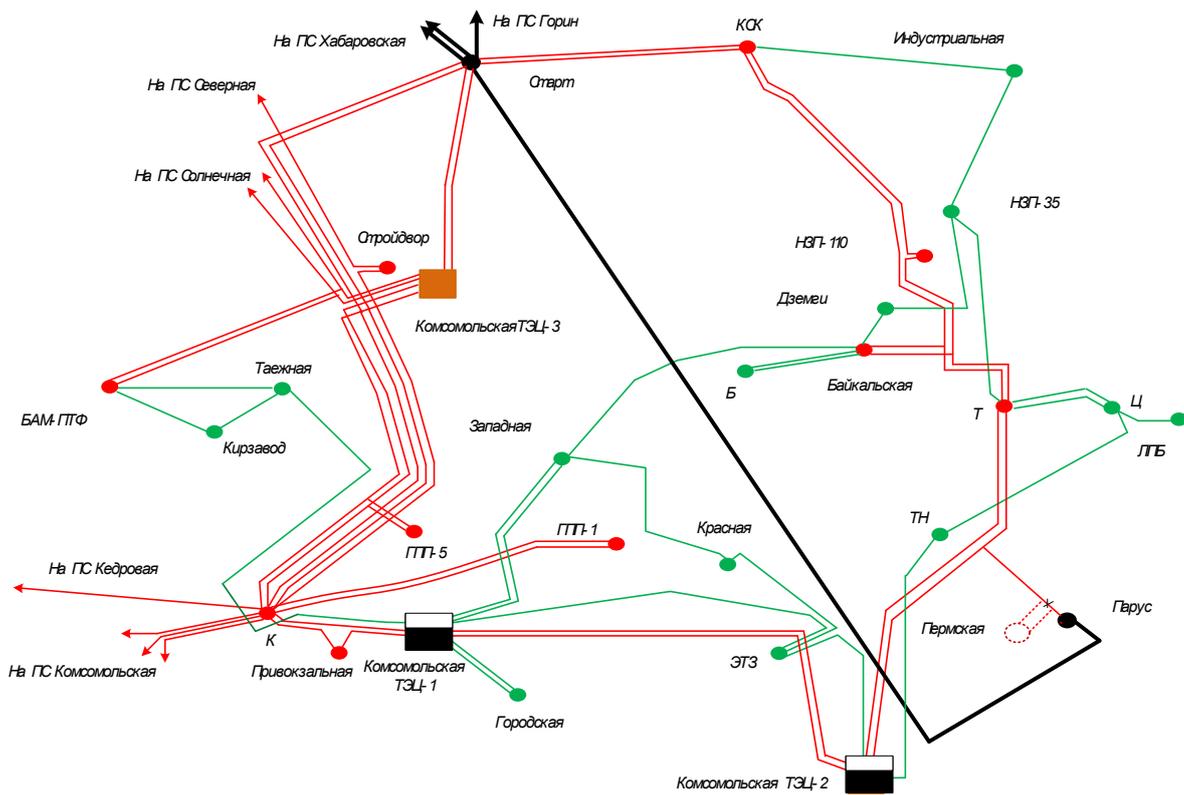


Рисунок 8 – Схема варианта № 2.

Вариант № 3 заключается в подключении проектируемой ПС Пермская к ПС 220 кВ Парус (рисунок 9).

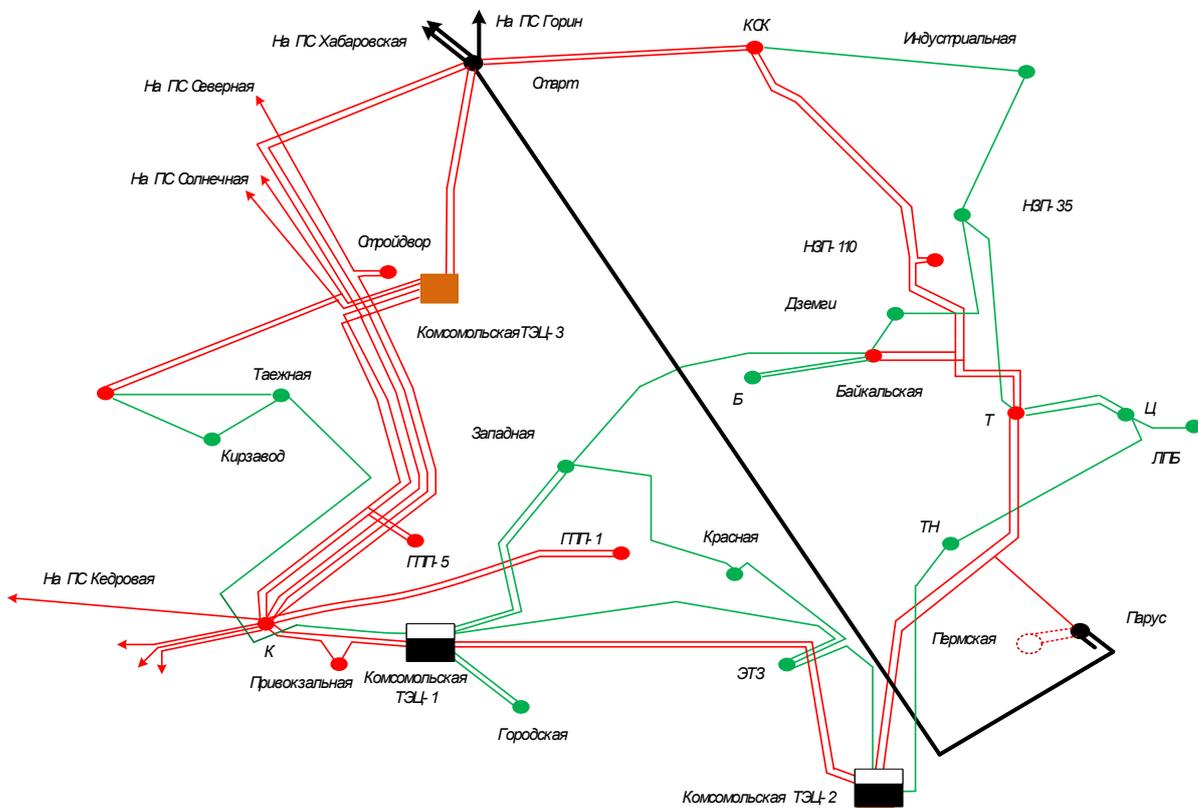


Рисунок 9 – Схема варианта № 3.

где l – длина участка, на котором определяется напряжение;

P – поток мощности, передаваемый по этому участку.

Для варианта № 3 длина участка равна 1 км, а передаваемая мощность 18 МВт, тогда рациональное напряжение равно:

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{1} + \frac{2500}{18/2}}} = 35.9 \text{ кВ.}$$

Исходя из того, что на ПС 220 кВ Парус имеются распределительные устройства 10 кВ, 110 кВ и 220 кВ, подключим ПС Пермская к ПС Парус на напряжении 110 кВ.

4.1.4 Выбор схем распределительных устройств на ПС.

В данном пункте рассматривается выбор схем РУ высшего напряжения подключаемой ПС.

Схемы РУ ВН определяются положением ПС в сети, напряжением сети, числом присоединений. Различают следующие типы подстанций по признаку их положения в сети высшего напряжения: узловые, проходные, ответвительные и концевые. Узловые и проходные подстанции являются транзитными, поскольку мощность, передаваемая по линии, проходит через сборные шины этих подстанций.

В предложенном нами варианте № 1 ПС Пермская является ответвительной или отпаечной.

В предложенных нами вариантах № 2 и № 4 ПС Пермская является транзитной, а в варианте № 3 концевой.

Для ПС 35-110 кВ через которые осуществляется транзит мощности оптимальным вариантом схемы РУ ВН является схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов, с неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны линии.

Для отпаечных и конечных подстанций применяется схема два блока линия трансформатор [33]. Исходя из этих положений составлены однолинейные схемы вариантов. Эти схемы показаны на рисунках 11-14. Штрих пунктиром на этих рисунках выделены новые объекты.

На основании однолинейных схем выполняется предварительное сравнение разработанных вариантов.

4.1.5 Предварительное сравнение вариантов

Для дальнейшего расчёта проведём предварительное сравнение вариантов по суммарному числу выключателей для каждого варианта и уровня напряжения и суммарной длины линий в одноцепном исполнении.

Для возможности предварительного сравнения приведём стоимости всего оборудования к напряжению 35 кВ. При этом считаем, что стоимость 1 выключателя 110 кВ равна стоимости 2-х выключателей 35 кВ, а стоимость 1 км ВЛ 110 кВ равна стоимости 2-х км ВЛ 35 кВ. Сравнение вариантов приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение вариантов.

№ варианта	L_{Σ} , км		L приведена к 35 кВ, км	N_{Q35}	N_{Q110}	N_Q (приведённое к 35 кВ)
	110 кВ	35 кВ				
1	2*2,2		8,8	0	2	4
2	2*0,85		3,4	0	3	6
3	2*0,8		3,2	0	4	8
4		2*3	6	3	0	3

По наименьшей длине линий, приведённых к напряжению 35 кВ, выбираем вариант № 3.

По наименьшему количеству выключателей, приведённых к напряжению 35 кВ, выбираем вариант № 4.

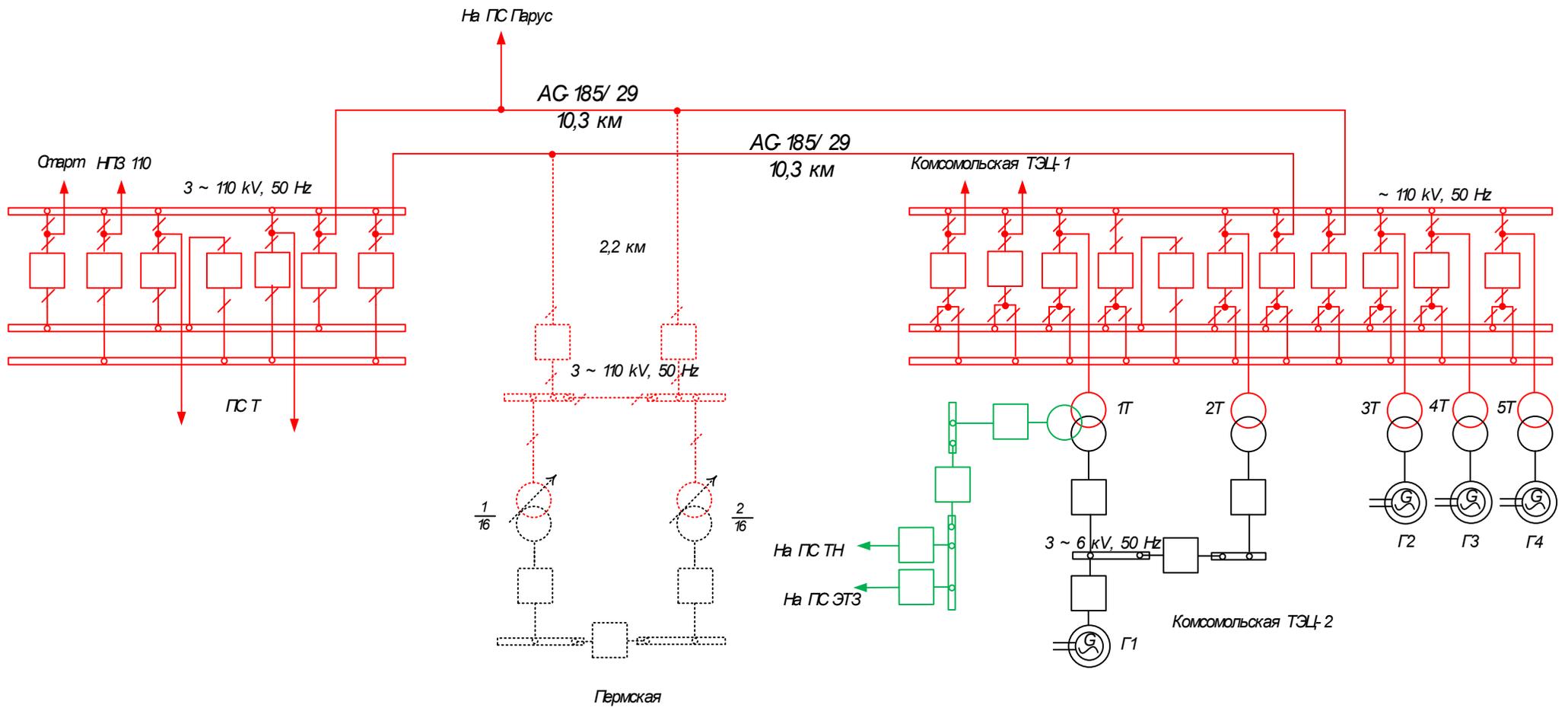


Рисунок 11 - Однолинейная схема варианта № 1

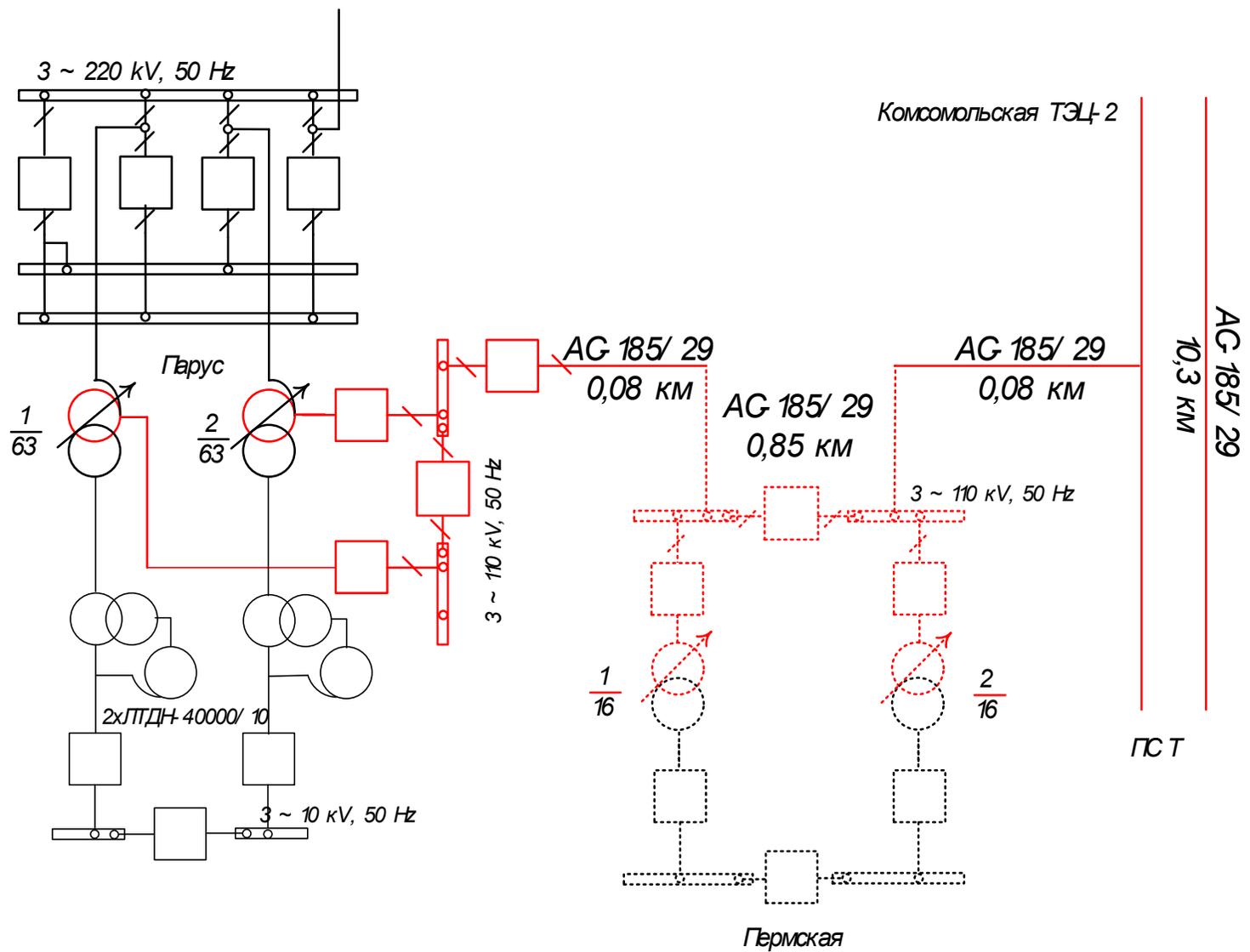


Рисунок 12 - Однолинейная схема варианта № 2.

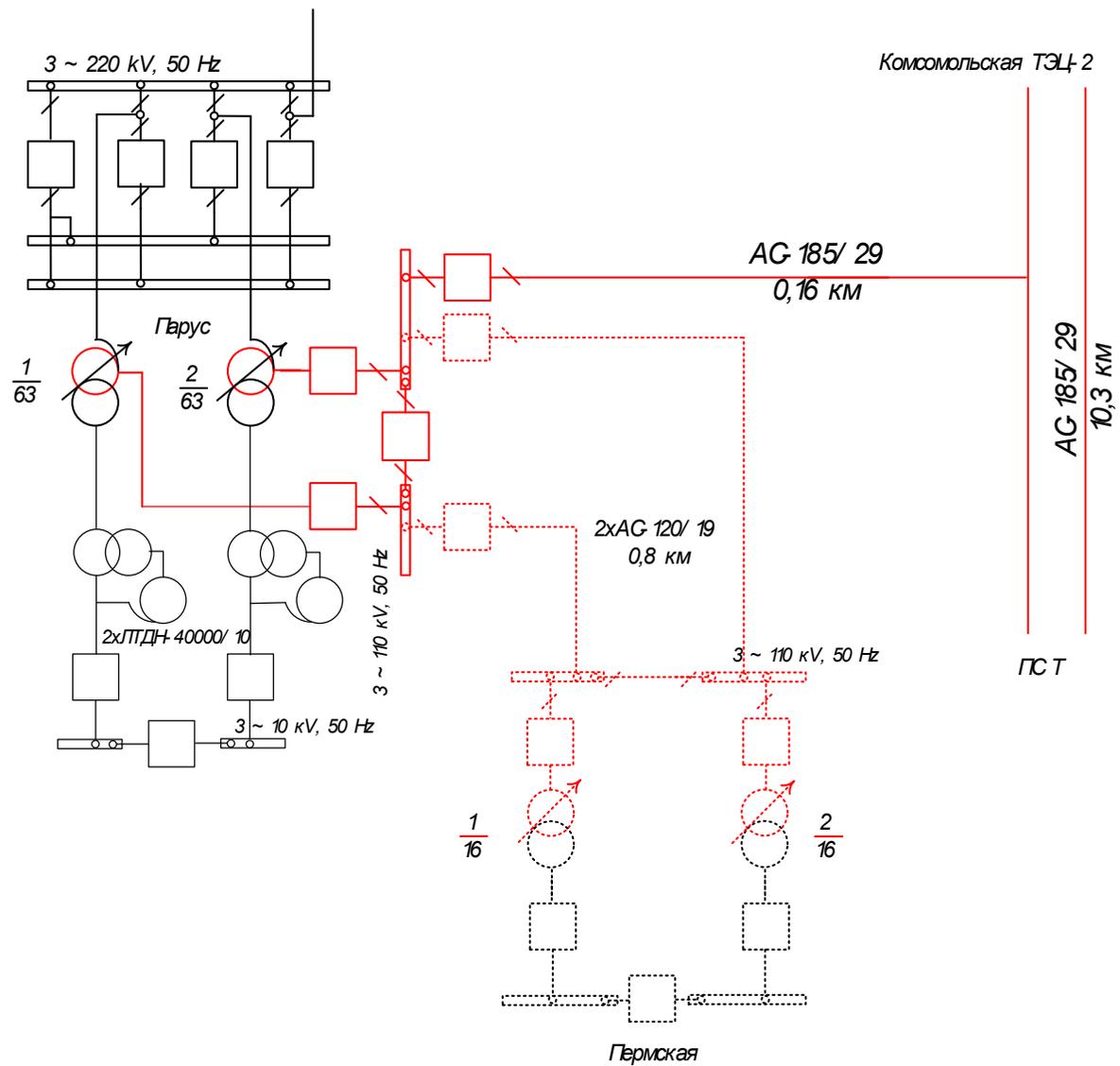


Рисунок 13 - Однолинейная схема варианта № 3

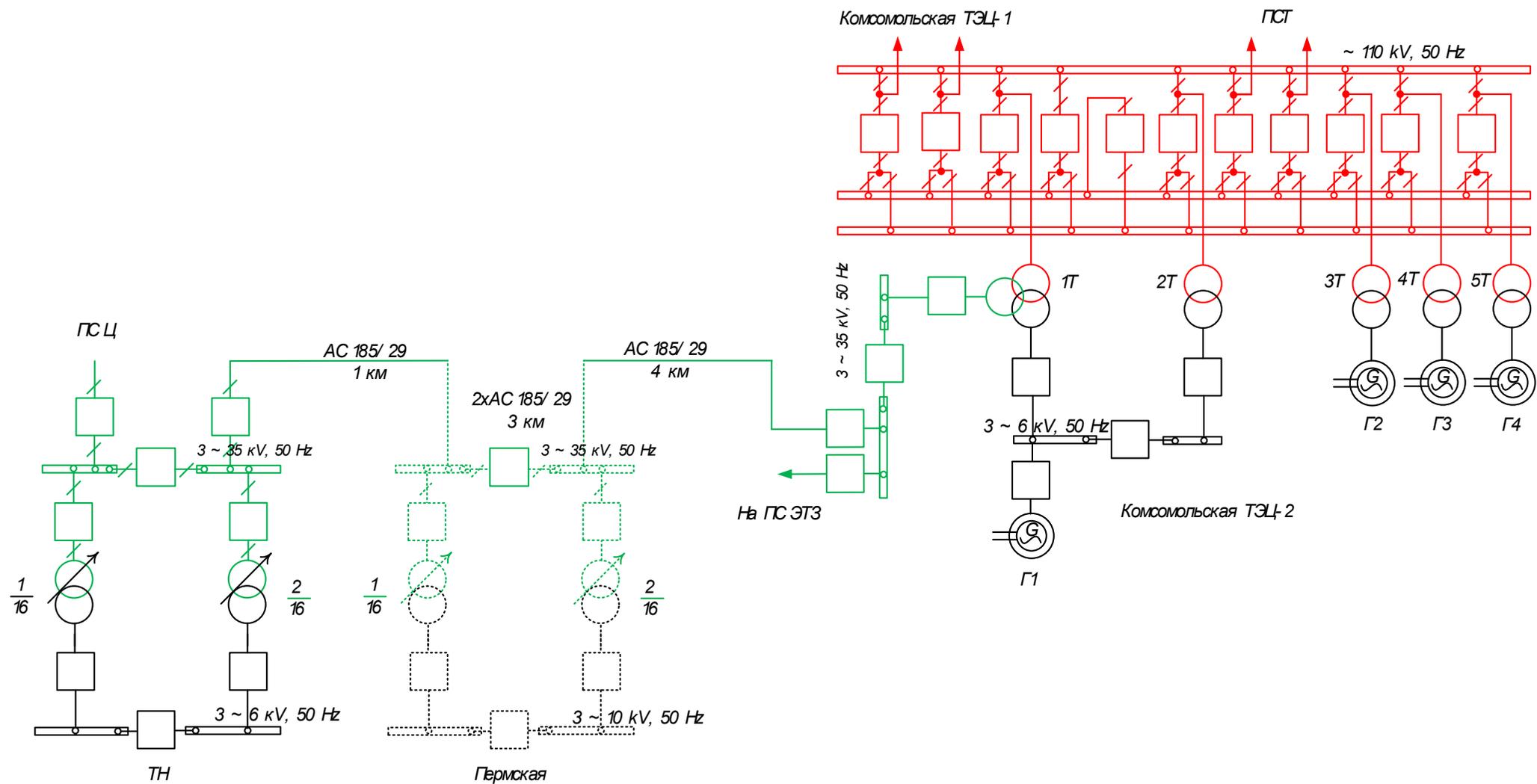


Рисунок 14 - Однолинейная схема варианта № 4

4.2 Выбор основных элементов проектируемой сети

4.2.1 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является установка источников реактивной мощности непосредственно у потребителей. Для этого используется компенсация реактивной мощности.

По максимальной активной и реактивной мощностям зимой на ПС рассчитывается коэффициент мощности и сравнивается с требуемым. После сравнения делается вывод:

если расчетный коэффициент мощности больше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии требуется компенсация реактивной мощности;

если расчетный коэффициент мощности меньше требуемого, это означает, что компенсация реактивной мощности не требуется.

Расчетный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{max}}}{P_{\text{max}}}, \quad (4)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность ПС;

Q_{max} – максимальная реактивная мощность ПС.

Требуемый коэффициент мощности принимается на основании Порядка расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, утвержденного приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. 380 [19].

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах 6-10 кВ каждой подстанции, определяется по формуле:

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

где $tg\varphi$ - коэффициент реактивной мощности (шин 6-10 кВ $tg\varphi=0,4$ [19]).

По полученной расчётной мощности КУ выбирается тип и количество серийно выпускаемых устройств компенсации реактивной мощности. Критерием выбора типа компенсирующей установки является следующее: если суммарная расчетная мощность КУ меньше 10 МВАр, то выгодно ставить БСК, если 10 МВАр и выше – СК или СТК.

Для дальнейшего выбора силовых трансформаторов и сечений ЛЭП требуется знать значение некомпенсированной реактивной мощности для каждой ПС. Некомпенсированная реактивная мощность – это мощность, которую требуется передать по ЛЭП до ПС. Она определяется по следующей формуле:

$$Q_{НЕСК} = Q_{\max} - Q_{КУ}; \quad (6)$$

По полученным значениям осуществляется выбор сечений проводов ЛЭП и мощности трансформаторов.

Расчёт коэффициентов мощности выполнен для ближайших ПС к проектируемой и приведён в таблице 13.

Таблица 13 - Расчёт коэффициентов мощности для ПС.

Наименование ПС	$P, \text{ МВт}$	$Q, \text{ МВАр}$	$tg\varphi$
ТН	6	2.4	0.40
Парус	1.6	0.7	0.44
Т	20.3	8.1	0.40
Ц	17	6.8	0.40
Пермская	18	7.2	0.40

Из таблицы видно, что компенсация реактивной мощности требуется только на 220 кВ ПС Парус.

По расчётам по формуле (5) получим, что на этой ПС требуется установка компенсирующего устройства мощностью 60 кВар. Так как минимально серийно выпускаемые устройства на 6-10 кВ выпускаются мощностью от 100-150 кВар [18], то принимаем ПС Парус без установки КУ.

Следовательно, при расчётах будем использовать фактические значения реактивной мощности.

4.2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов:

Выбор трансформаторов производится по средней мощности для каждой из ПС. Поскольку на проектируемой ПС мы имеем потребителей всех категории по надёжности, то на всех ПС Пермская необходима установка 2 трансформаторов.

Средняя мощность, определяется через рассчитанный коэффициент максимума (k_m), рассчитанный по ГЭН ПС 220 кВ Парус:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_m} \quad (7)$$

Средняя мощность ПС Пермская равна:

$$P_{cp} = \frac{18}{1.1} = 16.4 \text{ МВт.}$$

Для выбора трансформатора, устанавливаемого на проектируемой подстанции, необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нески}^2}}{n \cdot K_{zi}} \quad (8)$$

где P_{Cpi} – среднее значение активной мощности ;

$Q_{\text{НЕСК}i}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки.

Далее выбирается ближайшая большая мощность трансформаторов на выбранном классе напряжения $S_{\text{НОМ}}$ и проверяется загрузка ПС в нормальном и послеаварийном режимах:

Коэффициент загрузки ПС в нормальном режиме должен находиться в пределах от 0,5 до 0,7 и определяется по выражению:

$$k_{3,\text{норм}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{max}}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{S_{\text{ТРНОМ}} \cdot 2}.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме должен отвечать следующему условию:

$$k_{3,\text{ПА}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{max}}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{S_{\text{ТРНОМ}} \cdot 1} \leq 1,4, \quad (9)$$

где $k_{3,\text{ПА}}$ – послеаварийный коэффициент загрузки трансформатора.

Выбор мощности трансформатора на проектируемой ПС аналогичен для обоих вариантов:

$$S_P = \frac{\sqrt{16.4^2 + 7.2^2}}{2 \cdot 0,7} = 12.8 \text{ МВА}$$

Принимая мощность трансформаторов равной 16 МВА загрузка ПС в нормальном режиме равна :

$$K_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{16.4^2 + 7.2^2}}{2 \cdot 16} = 0,56$$

При отключении одного трансформаторов коэффициент загрузки будет равен:

$$K_{зПА} = \frac{\sqrt{16.4^2 + 7.2^2}}{16} = 1,12$$

Результаты выбора трансформаторов на ПС Пермская приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор трансформаторов проектируемой ПС Пермская.

Номер варианта	Ближайшая наибольшая мощность трансформатора, МВА	Тип трансформатора	$K_{норм}$	$K_{зПА}$
Вариант № 3 (110 кВ)	16	ТДН 16000/110	0,56	1,12
Вариант № 4 (35 кВ)	16	ТДН 16000/35	0,56	1,12

Условия по загрузке в нормальном и послеаварийном режимах выполняется, поэтому можно принять 16 МВА.

4.2.3 Выбор сечения линий

Одним из важных параметров линии является сечение провода. Чем больше сечение тем больше затраты на сооружение ЛЭП и амортизационные отчисления.

Сечение проводов ЛЭП 110 кВ выбираем по экономическим токовым интервалам, а для линий 35 кВ по длительно допустимому току. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Для выбора сечения по экономическим токовым интервалам необходимо определить расчетное значение тока текущего по линии [39]:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{max} , \quad (10)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации (принимается равным 1,05 для ЛЭП 110-220 кВ [39]);

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы. Значение α_T принимается равным 1;

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

Максимальный ток определяется по формуле:

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{P_{\max i}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}}, \quad (11)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение линии;

$n_{\text{Ц}}$ – число цепей.

Рассчитаем токи и определим сечение проводников для каждого варианта:

Вариант № 3

Максимальный ток:

$$I_{\text{MAX}} = \frac{\sqrt{(18)^2 + (7,2)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 51 \text{ A}$$

Расчётный ток

$$I_{\text{P3}} = 1,05 \cdot 1 \cdot 51 = 53 \text{ A}$$

Для третьего района по гололёду при использовании стальных опор по токовым интервалам выбираем провод АС-120.

Проверка по ПА режиму:

$$I_{\text{MAXПА}} = \frac{\sqrt{(18)^2 + (7,2)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 102 \text{ A}$$

Длительно допустимый ток для провода АС 120 - 380 А [10]. Следовательно, выбранный провод проходит по послеаварийному режиму.

Вариант № 4

Выбор сечения для данного варианта выполняется по длительно допустимому току, а проверка выполняется по допустимой потере напряжения [4], так как в данном случае рассматривается сеть 35 кВ.

При выборе сечения проводника по длительно допустимому току должно соблюдаться условие:

$$I_{MAX} \leq I_{доп} = I_{доп.табл} \cdot K_n \cdot K_{\theta}, \quad (12)$$

где $I_{доп.табл}$ - длительно допустимый ток по таблице для +25°C;

K_n - поправочный коэффициент на количество рядом проходящих проводников (кабелей);

K_{θ} - поправочный коэффициент на температуру окружающей среды.

При проверке выбранного сечения допустимая потеря напряжения $\Delta U_{доп}$ должна быть больше наибольшей потери напряжения $\Delta U_{нб}$:

$$\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{доп} \quad (13)$$

При этом допустимая потеря напряжения определяется по выражению:

$$\Delta U_{нб} = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_{ном}}, \quad (14)$$

где P - активная мощность, протекающая по участку сети;

r - активное сопротивление участка сети;

Q - реактивная мощность, протекающая по участку сети;

x - индуктивное сопротивление участка сети;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети.

Для выбора и проверки провода в данном варианте требуется учёт нагрузки существующих ПС ТН, ПС ЛПБ, ПС КЖБК, ПС Ц.

Нагрузка ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – ТН составляет 4,5 МВт и 2,2 Мвар, поэтому токовая загрузка ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Пермская составит:

$$I_{MAX} = \frac{\sqrt{(18+4,5)^2 + (7,2+2,2)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 403 \text{ А}$$

Длительно допустимый ток для провода АС-150 в режиме максимальных нагрузок равен:

$$I_{доп} = 450 \cdot 1 \cdot 1.29 = 580 \text{ А}$$

То есть, по длительно допустимому току достаточно применение провода АС-150. При этом существующая ВЛ 35, к которой предполагается врезка выполнена проводом АС-185, табличный длительно допустимый ток которого равен 520 А (для температуры +25°C), а расчетный 670А.

Вводимый участок 35 кВ принимаем проводом АС-185.

Проверим выбранный провод по допустимой потере напряжения на участке Комсомольская ТЭЦ-2 - Пермская :

$$\Delta U_{нб} = \frac{22.5 \cdot 1.1 + 9.4 \cdot 2.8}{35} = 1.46 \text{ кВ}$$

При этом допустимое 5% отклонение напряжения равно кВ

$$\Delta U_{доп} = 35 \cdot 0.05 = 1.75 \text{ кВ}$$

Следовательно, условие (13) выполняется. Выбранный провод подходит для применения.

РАЗДЕЛ 5. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАССМАТРИВАЕМЫХ ВАРИАНТОВ

Цель этого раздела – просчитать наиболее типовые установившиеся режимы, характерные для этой конфигурации сети и определить условия их допустимости. При этом важно оценить величины потерь мощности в различных элементах сети. Расчет установившихся режимов производим при помощи программы RastrWin3 [14].

5.1 Расчет установившегося режима для существующей сети

Для расчёта установившегося режима составляется схема замещения, параметры которой рассчитываются на основе однолинейной схемы сети по справочным данным [4, 11, 26].

Данный расчёт выполняется для подготовки корректной расчётной модели и получения потерь активной мощности в исходном режиме – до подключения объекта проектирования.

Для расчёта режимов выбираем участок сети 35-220 кВ от ПС 500/220/110 Комсомольск до Комсомольской ТЭЦ-1, Комсомольской ТЭЦ-2 и ПС Парус. Схема участка сети приведена на листе графической части № 1.

В целях уменьшения количества узлов подстанции и станции представляются минимальным количеством узлов (чаще всего шинами высокого напряжения).

В расчётную схему включены ПС 35 кВ: ТН, ЛБП, КТПБ, Ц, ЭТЗ; ПС 110 кВ: Т, Байкальская, КСК, ГПП-5, Привокзальная, Ручей, Солнечная, К; ПС 220 кВ: Парус, Старт; и одна ПС 500 кВ Комсомольск шины 220 кВ которой приняты за балансирующий узел.

Схема замещения ВЛ 110 кВ и выше вводится в программу активным, индуктивным сопротивлениями и емкостной проводимостью. ВЛ 35 кВ моделируются только активным и индуктивным сопротивлениями.

Активное сопротивление линии рассчитывается по выражению:

$$R_{BL} = r_0 \cdot l_{BL}, \quad (15)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км [11]

l_{BL} – длина линии, км

Индуктивное сопротивление линии рассчитывается по выражению:

$$X_{BL} = x_0 \cdot l_{BL}, \quad (16)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км[11].

Реактивная проводимость рассчитывается по выражению:

$$B = b_0 \cdot l_{BL}, \quad (17)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Порядок расчёта параметров схем замещения трансформаторов подробно описан в [4, 26, 29].

Установившиеся режимы должны оцениваться по уровню напряжения - для высокого и низкого напряжения. При этом напряжения в узлах должны удовлетворять условиям качества электрической энергии [3]:

$$\left| \frac{U_{НФ} - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \right| \cdot 100 \leq 10\%. \quad (18)$$

При этом токи в ветвях должны быть меньше длительно допустимых значений [9, 33]:

$$I_{нб} \leq I_{доп}. \quad (19)$$

Параметры узлов схемы замещения приведены в таблице 15.
Таблица 15 – Параметры узлов в исходной схеме.

Тип узла	Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВАр	Активная мощность генерации, МВт	Реактивная мощность генерации, МВАр	Заданное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	1	СОЛНЕЧНАЯ 1сш	110	1,8	2				118,65	7,87
Нагр	2	2Т	110	6,6	2,2				118,78	7,98
Нагр	3	КТПБ	35	0,2	0,2				35,2	0,57
Нагр	4	ГПП-5 1Т	110	13,2	6,6				118,75	7,95
Нагр	5	Т 2Т 3Т	110						117,87	7,15
Нагр	6	1Т	110						117,87	7,15
Нагр	7	2АТ	220						237	7,73
Нагр	8	ПАРУС 1АТ	220						237	7,73
Нагр	9	Т 1Т	35						38,96	11,31
Нагр	10	Т 2Т	35						37,48	7,09
Нагр	11	Комсомольская ТЭЦ-3	110	2,9	2,5	161	1,2		119,07	8,24
Нагр	12	Байкальская 2 с	110	4,1	1,8				117,96	7,24
Нагр	13	2АТ	110	1,6	0,7				118,18	7,44
Нагр	14	ПАРУС 1АТ	110						118,18	7,44
Нагр	15	ПРИВОКЗАЛЬНАЯ	110	15	5				118,51	7,73
База	16	КОМСОМ 1АТ	220	0,2	0	-286,9	97,2	238	238	8,18
Нагр	18	ГПП-4	220						237,3	7,86
Нагр	19		110						117,83	7,12

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нарп	20		110						118,13	7,39
Нарп	22	ТН	35	6	2,4				35,3	0,87
Нарп	23		35						35,26	0,73
Нарп	24	2Т	110	2	1				117,82	7,11
Нарп	25	РУЧЕЙ 1Т	110	0,3	0,1				118,66	7,88
Нарп	26	2Т	110	0,4	0,3				118,77	7,97
Нарп	27	2сш	110	3,4	1,1				118,65	7,87
Нарп	28	КСК 1Т	110						117,82	7,11
Нарп	29	Байкальская 1 с	110						117,82	7,11
Нарп	30	ТЭЦ-2 ТГ-52Т	6,3	19	10	23,3	7,4		6,12	-2,81
Нарп	31	2С	35	2,5	0,9				35,63	1,79
Нарп	32	ЭТЗ 1С	35	6,6	1,2				35,63	1,79
Нарп	33	СТАРТ 2С	220						236,83	7,65
Нарп	34	Ц 1С	35	17	6,8				38,76	10,75
Нарп	35		35						35,2	0,58
Нарп	36	КОМС 3АТ	110	0,8	0,3	150	-7		118,91	8,1
Нарп	37	БАМ ПТФ	110	0,8	0,8				119,03	8,21
Нарп	38	ЛПБ 2С	35	1	0,2				35,2	0,57
Нарп	39	ТЭЦ 2	35						35,63	1,79
Нарп	40		110						118,19	7,45
Нарп	41		110						118,78	7,98
Нарп	42		110						118,66	7,88
Нарп	43	Комсомольская ТЭЦ 1	35	23	8,9	4,5	0,7		36,2	3,42
Нарп	44	К 1сш	110	2,2	0,8				118,66	7,88
Нарп	45	К 2сш	110	4,8	-0,6				118,66	7,88

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	46	СТАРТ 1С	220						236,82	7,65
Нагр	47	Комсомольская ТЭЦ-1	110						118,44	7,68
Нагр	48	Ц 2С	35						35,26	0,73
Нагр	49	2СШ	110	2	0,5				118,98	8,16
Нагр	50	СТАРТ 1СШ	110						118,98	8,16
Нагр	51	НПЗ 110	110	27	10				117,78	7,07
Нагр	52	ЛПБ 1С	35	0,8	0,4				35,2	0,58
Нагр	53	Т 3Т	6	20,3	8,1				6,44	7,34
Нагр	54	Комсомольская ТЭЦ-2	110	12,2	7	150	-4		118,39	7,63

Как видно из результатов расчёта режима в большинстве узлов сети 35-110 кВ напряжения больше номинальных значений, но не выходят за границы допустимых значений по формуле (18).

Токи и мощности, протекающие по ветвям схемы можно оценить как по графической схеме, так и по таблице Ветви.

Параметры таблицы Ветви для нормального режима в существующей схеме приведены в таблице 16. Загрузка ветвей не превышает допустимых значений - формула (13). Для подтверждения данного вывода в таблице 16 добавлен столбец с длительно допустимыми токами ветвей (ЛЭП и трансформаторов). Заполнены ветви с токами более 100 А.

Таблица 16 – Таблица ветви в режиме до подключения проектируемой ПС Пермская.

Тип ветви	Номер узла начала ветви	Номер узла конца ветви	Название	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом	Активная проводимость, мкСм	Реактивная проводимость, мкСм В	Коэффициент трансформации	Поток активной мощности по ветви, МВт	Поток реактивной мощности по ветви, МВАр	Ток в начале ветви, А	Длительно допустимый ток, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	44	42	К 1сш -	7,21	11,3		-72		-8,2	6	49	
ЛЭП	39	31	ТЭЦ 2 - 2С	0,84	1,14		-135		-5,95	4	120	390
ЛЭП	23	52	- ЛПБ 1С	1,49	1,74				-0,8	0	15	
ЛЭП	49	27	2СШ - 2сш	4,73	11,37		-78		5,29	-5	36	
ЛЭП	46	16	СТАРТ 1С - КОМСОМ 1АТ	3,4	13,8		-84		-75,48	40	209	710
Выкл	28	24	КСК 1Т - 2Т						-0,01	0	0	
ЛЭП	49	37	2СШ - БАМ ПТФ	1,21	4,4		-33		49,84	-12	249	710
ЛЭП	49	19	2СШ -	3,7	7,32		-48		-5,05	-16	80	
ЛЭП	50	41	СТАРТ 1СШ -	3,06	7,4		-50		5	-5	34	

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Тр-р	6	9	1Т - Т 1Т	1,78	57,7	2,6	10,9	0,341	-17,18	-8	92	
ЛЭП	20	12	- Байкальская 2 с	0,62	1,39		-9		0,85	-14	71	
ЛЭП	48	35	Ц 2С -	1,08	1,56		-12		-1,2	0	21	
ЛЭП	32	43	ЭТЗ 1С - Комсомольская ТЭЦ 1	1,67	2,36		-144		3,2	6	116	390
ЛЭП	35	3	- КТПБ	0,08	0,09				-0,2	0	5	
ЛЭП	45	27	К 2сш - 2сш	9,74	15,26		-97		-8,13	6	48	
ЛЭП	54	40	Комсомольская ТЭЦ-2 -	0,4	1,4		-10		-80,11	6	392	520
Тр-р	54	30	Комсомольская ТЭЦ-2 - ТЭЦ-2 ТГ-52Т	1,79	30,14	8,9	104	0,052	-9,88	-3	51	
Выкл	52	38	ЛПБ 1С - ЛПБ 2С									
Тр-р	5	53	Т 2Т 3Т - Т 3Т	1,34	35	3,5	12,7	0,056	-20,39	-10	110	210
ЛЭП	22	23	ТН -	0,44	0,99		-8		-2,01	-1	35	
Выкл	13	14	2АТ - ПАРУС 1АТ						28,42	-3	140	2500
ЛЭП	44	36	К 1сш - КОМС 3АТ	2,44	4,83		-32		8,67	2	43	
Тр-р	33	49	СТАРТ 2С - 2СШ	1,1	47,4	1,1	5	0,516	48,72	-34	144	314

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	19	24	- 2Т	0,59	0,77		-5		-2,02	-1	11	
Выкл	10	9	Т 2Т - Т 1Т									
Выкл	5	6	Т 2Т 3Т - 1Т						2,62	7	37	
Тр-р	47	43	КТЭЦ-1 - КТЭЦ 1	4,35	70,25	5,5	12,1	0,32	-11,28	-9	70	
ЛЭП	35	38	- ЛПБ 2С	0,08	0,08				-1	0	17	
ЛЭП	54	47	КТЭЦ-2 - КТЭЦ-1	1,34	3,23		-22		-2,82	3	21	
ЛЭП	10	48	Т 2Т - Ц 2С	0,34	0,19		-530					
ЛЭП	4	44	ГПП-5 1Т - К 1сш	0,28	0,99		-7		-16,38	-5	83	
ЛЭП	11	37	Комсомольская ТЭЦ-3 - БАМ ПТФ	0,47	1,72		-13		-50,53	12	251	710
ЛЭП	46	8	СТАРТ 1С - ПАРУС 1АТ	2,54	8,81		-60		53,21	-9	132	
Выкл	34	48	Ц 1С - Ц 2С									
Выкл	46	33	СТАРТ 1С - СТАРТ 2С						-32,19	7	80	
Тр-р	7	13	2АТ - 2АТ	2,5	91,5	1,6	11,9	0,502	26,66	-6	67	
Тр-р	8	14	ПАРУС 1АТ - ПАРУС 1АТ	2,5	91,5	1,6	11,9	0,502	26,77	-6	67	

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выкл	8	7	ПАРУС 1АТ - 2АТ						26,66	-6	67	
Тр-р	5	10	Т 2Т 3Т - Т 2Т	1,76	57,7	2,6	10,9	0,318	-0,04	0	1	
ЛЭП	18	33	ГПП-4 - СТАРТ 2С	1,52	5,83		-38		80,69	-39	219	710
ЛЭП	11	2	Комсомольская ТЭЦ-3 - 2Т	0,53	1,93		-14		-27,33	-10	141	710
ЛЭП	47	45	Комсомольская ТЭЦ-1 - К 2сш	0,53	1,27		-9		13,96	15	99	
Тр-р	39	30	ТЭЦ 2 - ТЭЦ-2 ТГ-52Т	0,1	2,3			0,172	14,01	-1	228	669
ЛЭП	29	5	Байкальская 1 с - Т 2Т 3Т	0,44	1,06		-7		24,06	-5	121	520
ЛЭП	19	51	- НПЗ 110	0,19	0,37		-2		-2,95	-15	76	
Выкл	31	32	2С - ЭТЗ 1С						-3,42	5	101	
ЛЭП	36	45	КОМС 3АТ - К 2сш	2,44	4,83		-32		-8,66	-1	43	
ЛЭП	9	34	Т 1Т - Ц 1С	0,37	0,19		-510		-17,05	-6	268	500
Тр-р	16	36	КОМСОМ 1АТ - КОМС 3АТ	1,02	59,25		7,5	0,505	79,84	-15	197	
Тр-р	16	36	КОМСОМ 1АТ - КОМС 3АТ	2,53	92	0,7	2,4	0,502	51,68	-7	126	
Выкл	25	26	РУЧЕЙ 1Т - 2Т									

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	39	22	ТЭЦ 2 - ТН	0,75	1,67		-13		-8,05	-3	141	
ЛЭП	23	48	- Ц 2С	0,01	0,02				-1,2	0	21	
Выкл	4	2	ГПП-5 1Т - 2Т									
ЛЭП	18	16	ГПП-4 - КОМСОМ 1АТ	1,37	7,18		-47		-80,75	39	219	710
Выкл	27	1	2сш - СОЛНЕЧНАЯ 1сш						0,63	-1	4	
ЛЭП	54	47	Комсомольская ТЭЦ-2 - Комсомольская ТЭЦ-1	1,34	3,23		-22		-2,82	3	21	
ЛЭП	44	15	К 1сш - ПРИВОКЗАЛЬНАЯ	0,37	0,9		-6		-17,41	-13	107	
Тр-р	46	50	СТАРТ 1С - СТАРТ 1СШ	1	42,1	1,6	11,8	0,516	54,67	-38	163	
ЛЭП	20	28	- КСК 1Т	0,59	0,77		-5					
ЛЭП	12	6	Байкальская 2 с - 1Т	0,44	1,06		-7		4,96	-13	67	
ЛЭП	40	14	- ПАРУС 1АТ	0,03	0,06		-0,4		-55,09	8	272	520
ЛЭП	42	25	- РУЧЕЙ 1Т	0,11	0,17		-1		-0,3	0	2	
ЛЭП	42	1	- СОЛНЕЧНАЯ 1сш	2,53	3,97		-25		-7,86	5	45	
Выкл	44	45	К 1сш - К 2сш						2,32	2	13	

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	2	45	2Т - К 2сш	0,28	0,99		-7		-20,71	-8	108	
Тр-р	47	43	Комсомольская ТЭЦ-1 - Комсомольская ТЭЦ 1	3,58	73,05	4,3	71,4	0,319	-10,74	-9	68	
ЛЭП	40	6	- 1Т	1,35	2,8		-19		-24,82	-2	121	
ЛЭП	47	15	Комсомольская ТЭЦ-1 - ПРИВОКЗАЛЬНАЯ	0,32	0,78		-5		2,42	9	43	
ЛЭП	50	20	СТАРТ 1СШ -	3,7	7,32		-48		0,8	-14	67	
Выкл	50	49	СТАРТ 1СШ - 2СШ						-0,83	-3	16	
ЛЭП	51	29	НПЗ 110 - Байкальская 1 с	0,43	1,02		-7		24,05	-5	121	
ЛЭП	50	37	СТАРТ 1СШ - БАМ ПТФ	1,21	4,4		-33		49,82	-12	249	710
ЛЭП	11	4	КТЭЦ-3 - ГПП-5 1Т	0,53	1,93		-14		-29,61	-12	154	710
ЛЭП	11	37	КТЭЦ-3 - БАМ ПТФ	0,47	1,72		-13		-50,53	12	251	710
ЛЭП	41	26	- 2Т	1,08	1,69		-11		-0,4	0	2	
ЛЭП	41	1	- СОЛНЕЧНАЯ 1сш	1,79	4,29		-29		5,41	-6	38	
ЛЭП	54	5	Комсомольская ТЭЦ-2 - Т 2Т 3Т	1,75	4,21		-29		-42,1	3	206	520

Потери активной мощности по результатам расчёта существующей сети приведены в таблице 17.

Таблица 17– Потери мощности в существующей режимной схеме.

Мощность генерации (Рген), МВт	Мощность нагрузки (Рнаг), МВт	Потери активной мощности, МВт	Потери, %
202	198	4,24	2,1

5.2 Расчёт режима сети для варианта № 3

После подключения проектируемой ПС Пермская выполняются расчёты нормальных и послеаварийных режимов.

Результаты расчёта нормального режима приведены в таблицах 18-20 и на рисунке 15.

Таблица 18 – Параметры узлов для нормального режима (Вариант № 3).

Тип узла	Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, МВАр	Активная мощность генерации, МВт	Реактивная мощность генерации, МВАр	Заданное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	1	СОЛНЕЧНАЯ 1сш	110	1,8	2				118,42	7,66
Нагр	2	2Т	110	6,6	2,2				118,53	7,75
Нагр	3	КТПБ	35	0,2	0,2				35,09	0,25
Нагр	4	ГПП-5 1Т	110	13,2	6,6				118,49	7,72
Нагр	5	Т 2Т 3Т	110						117,49	6,81
Нагр	6	1Т	110						117,5	6,82
Нагр	7	2АТ	220						236,65	7,57

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нарп	8	ПАРУС 1АТ	220						236,65	7,57
Нарп	9	Т 1Т	35						38,82	10,93
Нарп	10	Т 2Т	35						37,36	6,75
Нарп	11	Комсомольская ТЭЦ-3	110	2,9	2,5	161	1,2		118,82	8,02
Нарп	12	Байкальская 2 с	110	4,1	1,8				117,61	6,92
Нарп	13	2АТ	110	1,6	0,7				117,73	7,03
Нарп	14	ПАРУС 1АТ	110						117,73	7,03
Нарп	15	ПРИВОКЗАЛЬН АЯ	110	15	5				118,23	7,48
База	16	КОМСОМ 1АТ	220	0,2	0	-269	102,5	238	238	8,18
Нарп	18	ГПП-4	220						237,2	7,82
Нарп	19		110						117,5	6,82
Нарп	20		110						117,8	7,09
Нарп	22	ТН	35	6	2,4				35,19	0,54
Нарп	23		35						35,14	0,41
Нарп	24	2Т	110	2	1				117,48	6,8
Нарп	25	РУЧЕЙ 1Т	110	0,3	0,1				118,43	7,66
Нарп	26	2Т	110	0,4	0,3				118,55	7,77
Нарп	27	2сш	110	3,4	1,1				118,42	7,66
Нарп	28	КСК 1Т	110						117,48	6,8
Нарп	29	Байкальская 1 с	110						117,47	6,79
Нарп	30	ТЭЦ-2 ТГ-52Т	6,3	19	10	23,3	7,4		6,1	-3,12
Нарп	31	2С	35	2,5	0,9				35,52	1,47
Нарп	32	ЭТЗ 1С	35	6,6	1,2				35,52	1,48
Нарп	33	СТАРТ 2С	220						236,63	7,56

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нарп	34	Ц 1С	35	17	6,8				38,63	10,37
Нарп	35		35						35,09	0,25
Нарп	36	КОМС ЗАТ	110	0,8	0,3	150	-7		118,76	7,96
Нарп	37	БАМ ПТФ	110	0,8	0,8				118,8	8
Нарп	38	ЛПБ 2С	35	1	0,2				35,09	0,24
Нарп	39	ТЭЦ 2	35						35,51	1,46
Нарп	40		110						117,74	7,04
Нарп	41		110						118,55	7,78
Нарп	42		110						118,43	7,66
Нарп	43	Комсомольская ТЭЦ 1	35	23	8,9	4,5	0,7		36,09	3,12
Нарп	44	К 1сш	110	2,2	0,8				118,41	7,64
Нарп	45	К 2сш	110	4,8	-0,6				118,41	7,64
Нарп	46	СТАРТ 1С	220						236,63	7,56
Нарп	47	Комсомольская ТЭЦ-1	110						118,15	7,41
Нарп	48	Ц 2С	35						35,14	0,41
Нарп	49	2СШ	110	2	0,5				118,76	7,97
Нарп	50	СТАРТ 1СШ	110						118,77	7,97
Нарп	51	НПЗ 110	110	27	10				117,44	6,76
Нарп	52	ЛПБ 1С	35	0,8	0,4				35,09	0,25
Нарп	53	Т 3Т	6	20,3	8,1				6,42	6,98
Нарп	54	Комсомольская ТЭЦ-2	110	12,2	7	150	-4		118,01	7,28
Нарп	55	ТОСЭР парус 110	110	18	7,2				117,7	7

Таблица 19 – Параметры ветвей для нормального режима (Вариант № 3).

Тип	N_нач	N_кон	Название	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом	Активная проводимость, мкСм	Реактивная проводимость, мкСм В	Коэффициент трансформации	Поток активной мощности по ветви, МВт	Поток реактивной мощности по ветви, МВАр	Ток в начале ветви, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	44	42	К 1сш -	7,21	11,3		-72		-7,94	6	48
ЛЭП	39	31	ТЭЦ 2 - 2С	0,84	1,14		-135		-5,86	4	120
ЛЭП	23	52	- ЛПБ 1С	1,49	1,74				-0,8	0	15
ЛЭП	49	27	2СШ - 2сш	4,73	11,37		-78		5,03	-5	35
ЛЭП	46	16	СТАРТ 1С - КОМСОМ 1АТ	3,4	13,8		-84		-69,49	42	198
Выкл	28	24	КСК 1Т - 2Т						-0,01	0	0
ЛЭП	49	37	2СШ - БАМ ПТФ	1,21	4,4		-33		49,08	-13	247
ЛЭП	49	19	2СШ -	3,7	7,32		-48		-7,48	-16	88
ЛЭП	50	41	СТАРТ 1СШ -	3,06	7,4		-50		4,74	-5	34

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Гр-р	6	9	1Т - Т 1Т	1,78	57,7	2,6	10,9	0,341	-17,18	-8	92
ЛЭП	20	12	- Байкальская 2 с	0,62	1,39		-9		-1,58	-15	75
ЛЭП	48	35	Ц 2С -	1,08	1,56		-12		-1,2	0	21
ЛЭП	32	43	ЭТЗ 1С - Комсомольская ТЭЦ 1	1,67	2,36		-144		3,28	6	117
ЛЭП	35	3	- КТПБ	0,08	0,09				-0,2	0	5
ЛЭП	45	27	К 2сш - 2сш	9,74	15,26		-97		-7,87	6	48
ЛЭП	54	40	Комсомольская ТЭЦ-2 -	0,4	1,4		-10		-88,21	2	432
Гр-р	54	30	Комсомольская ТЭЦ-2 - ТЭЦ-2 ТГ-52Т	1,79	30,14	8,9	104	0,052	-9,79	-3	51
Выкл	52	38	ЛПБ 1С - ЛПБ 2С								
Гр-р	5	53	Т 2Т 3Т - Т 3Т	1,34	35	3,5	12,7	0,056	-20,39	-10	111
ЛЭП	22	23	ТН -	0,44	0,99		-8		-2,01	-1	35
Выкл	13	14	2АТ - ПАРУС 1АТ						32,92	0	161
ЛЭП	44	36	К 1сш - КОМС 3АТ	2,44	4,83		-32		11,54	3	58
Гр-р	33	49	СТАРТ 2С - 2СШ	1,1	47,4	1,1	5	0,516	45,48	-35	139

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	19	24	- 2Т	0,59	0,77		-5		-2,02	-1	11
Выкл	10	9	Т 2Т - Т 1Т								
Выкл	5	6	Т 2Т 3Т - 1Т						0,56	7	32
Тр-р	47	43	Комсомольская ТЭЦ-1 - Комсомольская ТЭЦ 1	4,35	70,25	5,5	12,1	0,32	-11,32	-9	70
ЛЭП	35	38	- ЛПБ 2С	0,08	0,08				-1	0	17
ЛЭП	54	47	Комсомольская ТЭЦ-2 - Комсомольская ТЭЦ-1	1,34	3,23		-22		1	5	23
ЛЭП	10	48	Т 2Т - Ц 2С	0,34	0,19		-530				
ЛЭП	4	44	ГПП-5 1Т - К 1сш	0,28	0,99		-7		-17,15	-5	88
ЛЭП	11	37	Комсомольская ТЭЦ-3 - БАМ ПТФ	0,47	1,72		-13		-49,77	12	249
ЛЭП	46	8	СТАРТ 1С - ПАРУС 1АТ	2,54	8,81		-60		47,78	-12	120
Выкл	34	48	Ц 1С - Ц 2С								
Выкл	46	33	СТАРТ 1С - СТАРТ 2С						-29,14	8	74
Тр-р	7	13	2АТ - 2АТ	2,5	91,5	1,6	11,9	0,502	23,92	-7	61

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Гр-р	8	14	ПАРУС 1АТ - ПАРУС 1АТ	2,5	91,5	1,6	11,9	0,502	24,04	-7	61
Выкл	8	7	ПАРУС 1АТ - 2АТ						23,93	-7	61
Гр-р	5	10	Т 2Т 3Т - Т 2Т	1,76	57,7	2,6	10,9	0,318	-0,04	0	1
ЛЭП	18	33	ГПП-4 - СТАРТ 2С	1,52	5,83		-38		74,43	-42	208
ЛЭП	11	2	Комсомольская ТЭЦ-3 - 2Т	0,53	1,93		-14		-28,1	-10	146
ЛЭП	47	45	Комсомольская ТЭЦ-1 - К 2сш	0,53	1,27		-9		18,36	16	121
Гр-р	39	30	ТЭЦ 2 - ТЭЦ-2 ТГ-52Т	0,1	2,3			0,172	13,92	-1	227
ЛЭП	29	5	Байкальская 1 с - Т 2Т 3Т	0,44	1,06		-7		21,65	-6	110
ЛЭП	19	51	- НПЗ 110	0,19	0,37		-2		-5,36	-16	83
Выкл	31	32	2С - ЭТЗ 1С						-3,33	5	101
ЛЭП	36	45	КОМС 3АТ - К 2сш	2,44	4,83		-32		-11,54	-3	58
ЛЭП	9	34	Т 1Т - Ц 1С	0,37	0,19		-510		-17,05	-6	269
Гр-р	16	36	КОМСОМ 1АТ - КОМС 3АТ	1,02	59,25		7,5	0,505	76,37	-16	189
Гр-р	16	36	КОМСОМ 1АТ - КОМС 3АТ	2,53	92	0,7	2,4	0,502	49,42	-7	121

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выкл	25	26	РУЧЕЙ 1Т - 2Т								
ЛЭП	39	22	ТЭЦ 2 - ТН	0,75	1,67		-13		-8,05	-3	141
ЛЭП	23	48	- Ц 2С	0,01	0,02				-1,2	0	21
Выкл	4	2	ГПП-5 1Т - 2Т								
ЛЭП	18	16	ГПП-4 - КОМСОМ 1АТ	1,37	7,18		-47		-74,48	42	208
ЛЭП	54	47	Комсомольская ТЭЦ-2 - КТЭЦ-1	1,34	3,23		-22		1	5	23
ЛЭП	44	15	К 1сш - ПРИВОКЗАЛЬНАЯ	0,37	0,9		-6		-20,76	-15	124
Тр-р	46	50	СТАРТ 1С - СТАРТ 1СШ	1	42,1	1,6	11,8	0,516	51,04	-39	157
ЛЭП	20	28	- КСК 1Т	0,59	0,77		-5				
ЛЭП	12	6	Байкальская 2 с - 1Т	0,44	1,06		-7		2,53	-13	67
ЛЭП	40	14	- ПАРУС 1АТ	0,03	0,06		-0,4		-67,67	3	332
ЛЭП	42	25	- РУЧЕЙ 1Т	0,11	0,17		-1		-0,3	0	2
ЛЭП	42	1	- СОЛНЕЧНАЯ 1сш	2,53	3,97		-25		-7,6	5	44
Выкл	44	45	К 1сш - К 2сш						2,31	1	13

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	2	45	2Т - К 2сш	0,28	0,99		-7		-21,48	-8	112
Тр-р	47	43	Комсомольская ТЭЦ-1 -ТЭЦ 1	3,58	73,05	4,3	71,4	0,319	-10,78	-9	68
ЛЭП	40	6	- 1Т	1,35	2,8		-19		-20,31	0	100
ЛЭП	47	15	КТЭЦ-1 - ПРИВОКЗАЛЬНАЯ	0,32	0,78		-5		5,74	10	56
ЛЭП	50	20	СТАРТ 1СШ -	3,7	7,32		-48		-1,64	-15	71
Выкл	50	49	СТАРТ 1СШ - 2СШ						-1,02	-3	16
ЛЭП	51	29	НПЗ 110 - Байкальская 1 с	0,43	1,02		-7		21,63	-6	110
ЛЭП	50	37	СТАРТ 1СШ - БАМ ПТФ	1,21	4,4		-33		49,06	-13	246
ЛЭП	11	4	Комсомольская ТЭЦ-3 - ГПП-5 1Т	0,53	1,93		-14		-30,38	-12	159
ЛЭП	11	37	Комсомольская ТЭЦ-3 - БАМ ПТФ	0,47	1,72		-13		-49,77	12	249
ЛЭП	41	26	- 2Т	1,08	1,69		-11		-0,4	0	2
ЛЭП	41	1	- СОЛНЕЧНАЯ 1сш	1,79	4,29		-29		5,15	-6	37
ЛЭП	54	5	Комсомольская ТЭЦ-2 - Т 2Т 3Т	1,75	4,21		-29		-41,75	3	205
ЛЭП	14	55	ПАРУС 1АТ - ТОСЭР парус 110	0,2	0,34		-2		-10,73	-3	54
ЛЭП	13	55	2АТ - ТОСЭР парус 110	0,2	0,34		-2		-7,27	-5	42

Таблица 20 – Потери в варианте № 3 после подключения ПС Пермская.

№-н	Рген, МВт	Рнаг, МВт	Др, МВт	Др, %
1	220	216	4,16	1,7

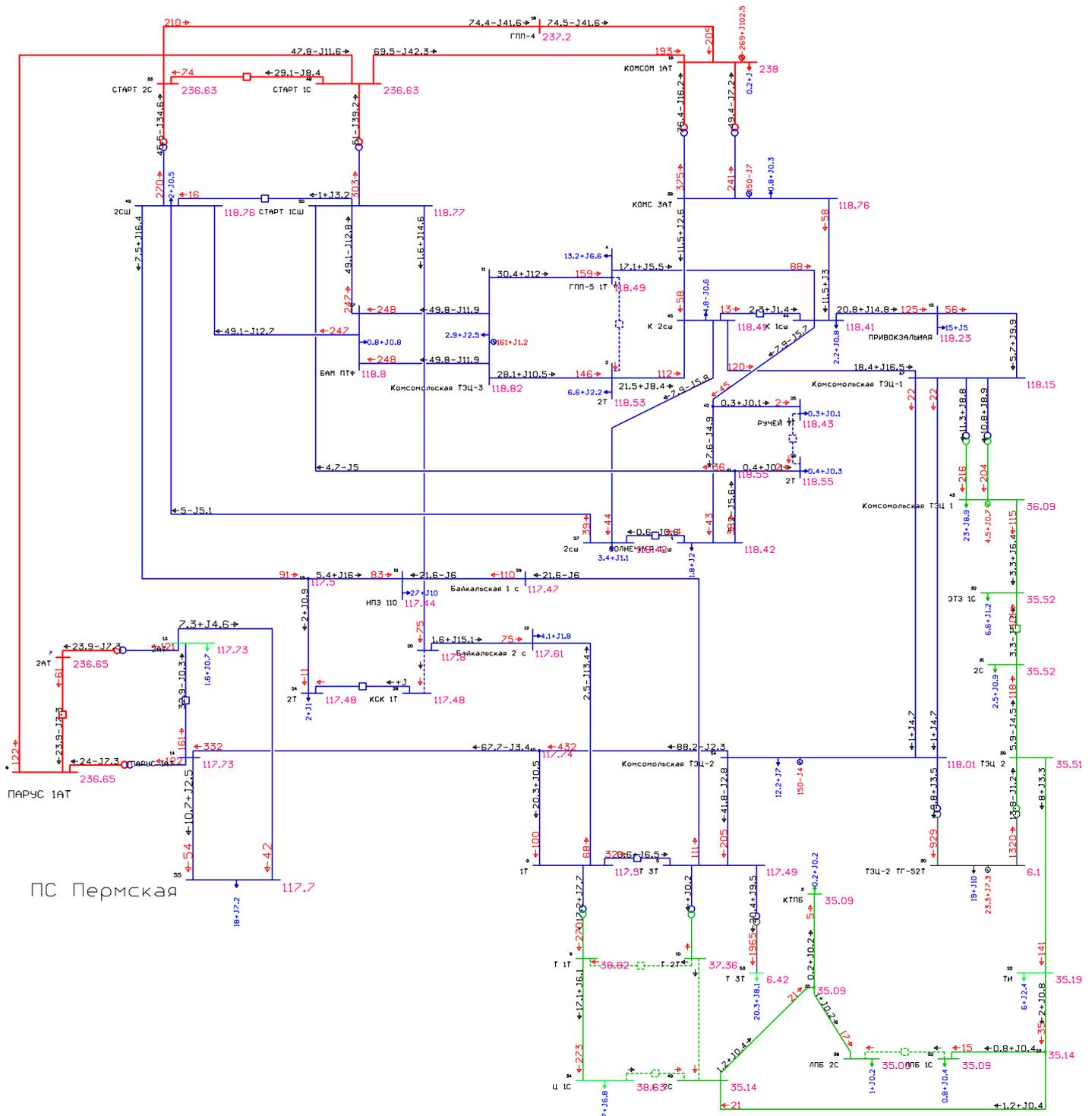


Рисунок 15 – Результат расчёта нормального режима для варианта № 3.

По результатам расчёта нормального режима видно, что напряжения в узлах не выходят за допустимые пределы, а загрузка оборудования не превышает допустимых значений. Относительная величина потерь активной мощности снижается.

Из результатов видно, что увеличение нагрузки на шинах 110 кВ ПС Парус привело к увеличению перетока мощности по ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой на ПС Парус.

Расчёт послеаварийных режимов для выбранного варианта осуществляется для проверки соответствия схемы требованиям надёжности электроснабжения: если при аварийном отключении наиболее загруженной ветви не наблюдается перегрузки других ветвей выше допустимых значений, значит схема удовлетворит требованиям надёжности [27].

Результаты расчёта послеаварийных режимов для варианта № 3 приведены на рисунках 16 и 17 и на листе № 2 графической части.

Исходя из загрузки прилегающей сети в качестве послеаварийных выбраны режимы: отключение ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ 2 – Т с отпайкой на ПС Парус и отключение ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ 2 – Т.

Отключение ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ 2 – Т с отпайкой на ПС Парус приводит к загрузке ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ 2 – Т на 373 А (при допустимом значении 670 А для температуры ниже -5°C).

Отключение ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ 2 – Т приводит к загрузке ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ 2 – Т с отпайкой на ПС Парус на 578 А (при допустимом значении 670 А для температуры ниже -5°C).

Таким образом, отключение одной наиболее загруженной ВЛ не приводит к перегрузке существующего оборудования. Следовательно, дополнительная реконструкция для реализации варианта № 3 не требуется.

То есть вариант № 3 соответствует требованиям по надёжности электроснабжения подключаемого потребителя.

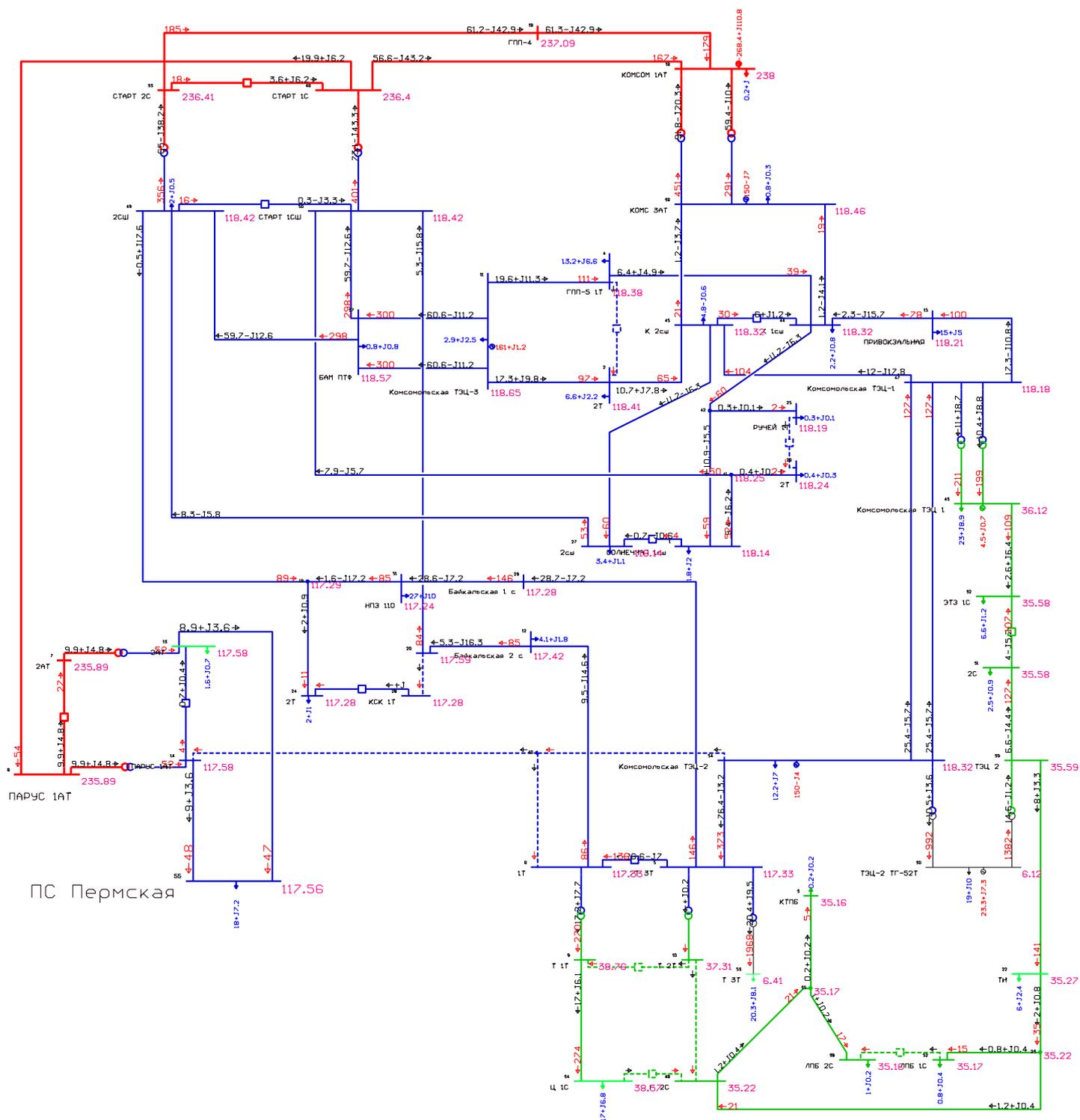


Рисунок 16 – Результаты расчёта послеаварийного режима для варианта № 3 (Отключение ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ 2 – Т с отпайкой на ПС Парус)

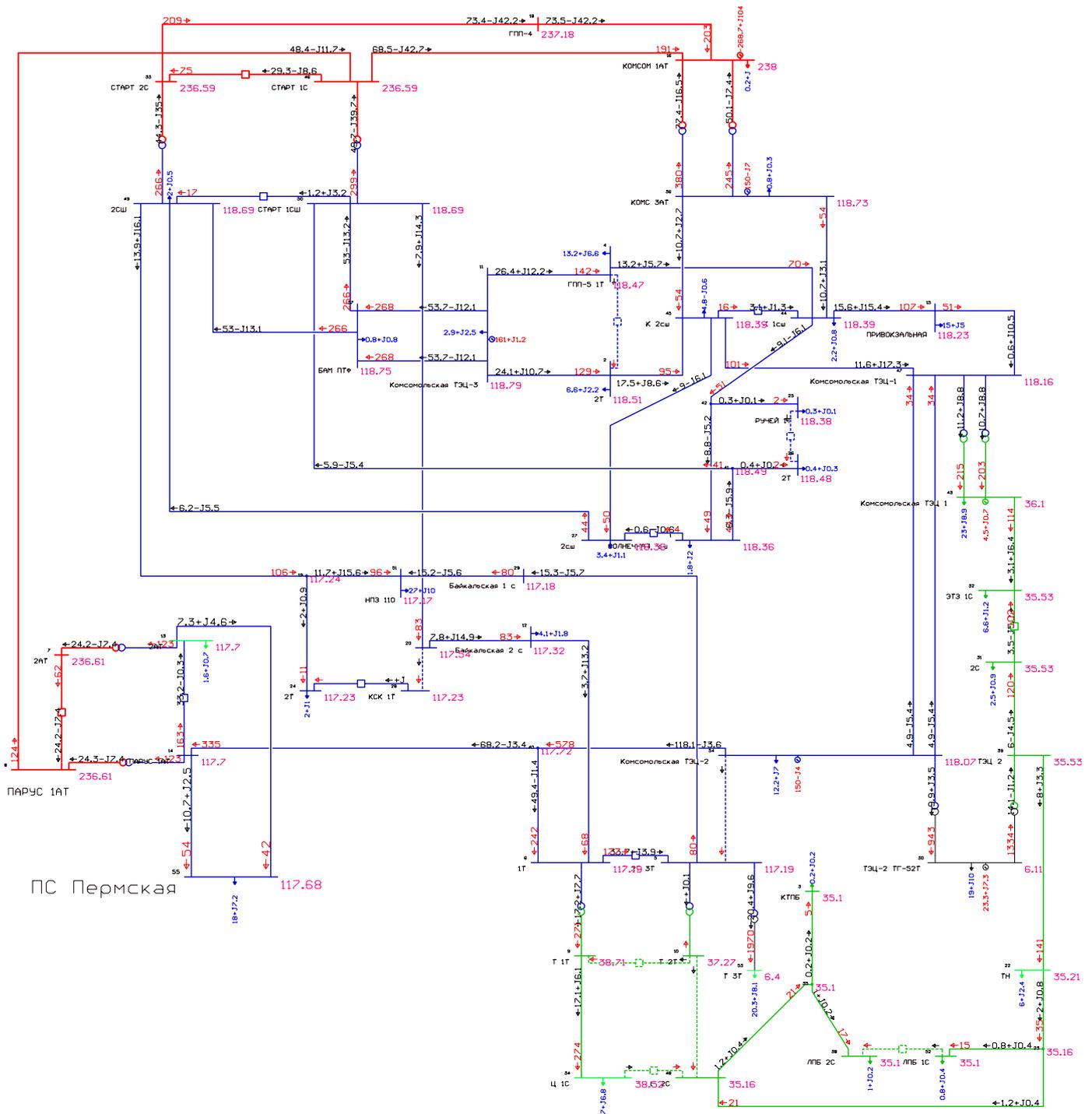


Рисунок 17 – Результаты расчёта послеаварийного режима для варианта № 3
(Отключение ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ 2 – Т)

5.3 Расчёт режима сети для варианта № 4

Нормальный режим с подключением ПС Пермская по варианту № 4 (к ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 - ТН) при существующих нормальных разрывах приведён на рисунке 18.

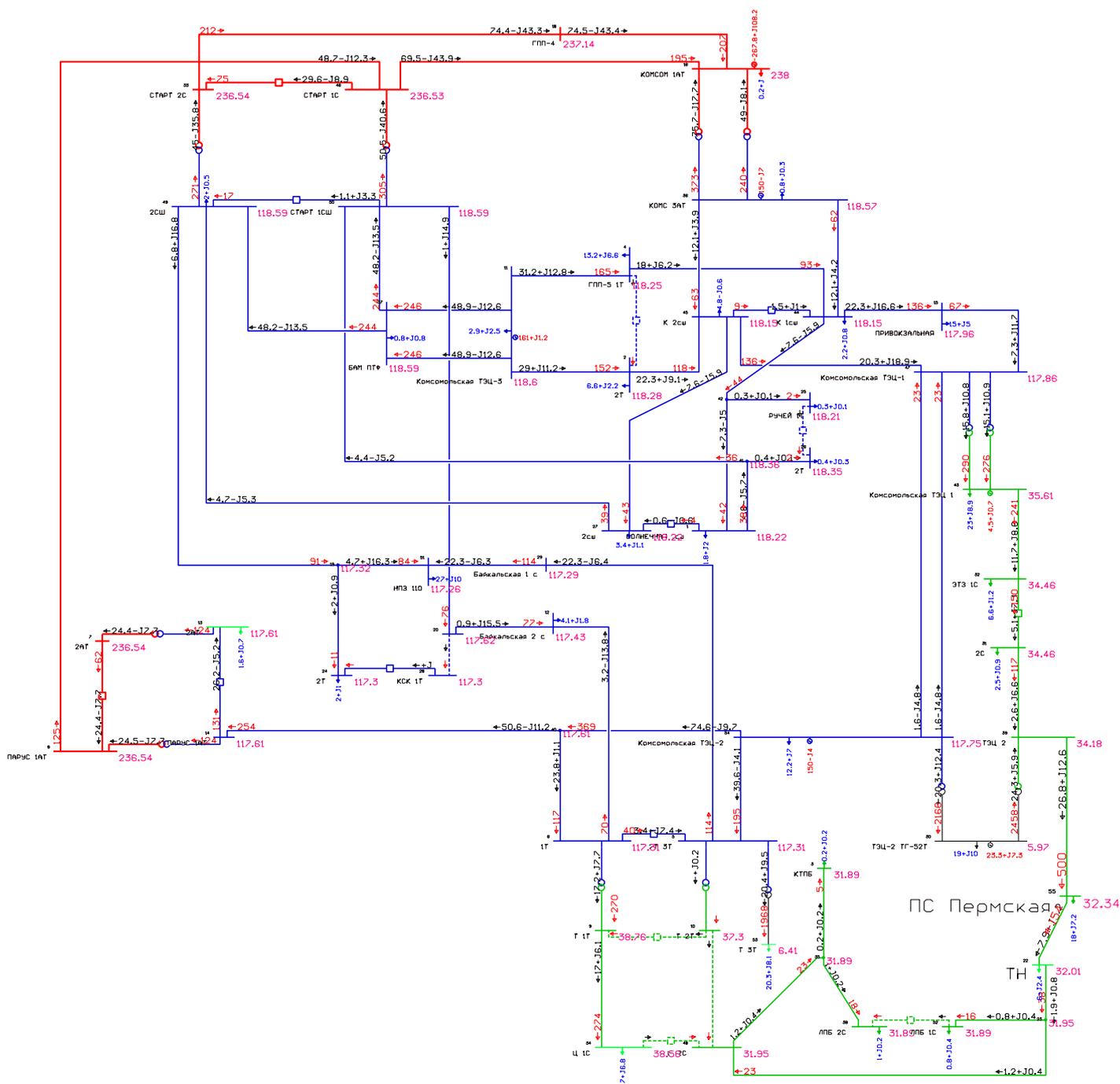


Рисунок 18 – Нормальный режим вариант № 4. Существующие нормальные разрывы.

Из результатов расчёта видно, что в нормальном режиме происходит снижение напряжения на шинах Комсомольской ТЭЦ-2, а величина тока по ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Пермская равна 500 А. Данный ток близок к длительно допустимому по нагреву. Напряжение на ПС ЛПБ, КТПБ снижается до 31,9 кВ.

Для улучшения параметров нормального режима перенесём нормальный разрыв на ВЛ 35 кВ Пермская – ТН, это позволит разгрузить ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Пермская. Нормальный режим по варианту № 4 с изменённым нормальным разрывом в сети 35 кВ приведён на рисунке 19.

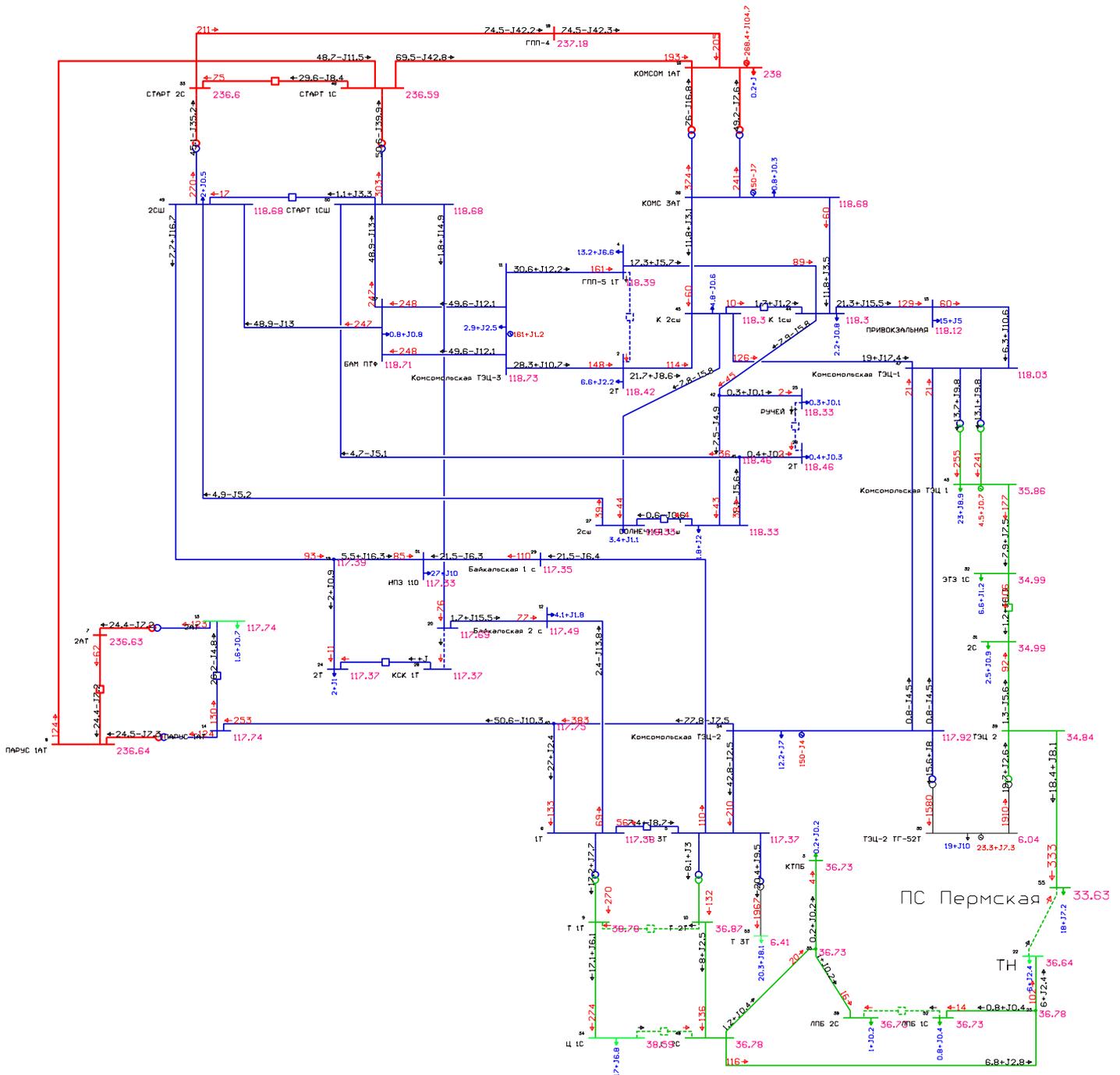


Рисунок 19 – Нормальный режим вариант № 4. Изменение точки нормального размыкания сети 35 кВ

Из результатов расчёта режима видно, что перенос разрывов позволяет повысить напряжения на ПС 35 кВ рассматриваемого района и снизить

загрузку ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Пермская. Изменение точки нормального размыкания сети позволяет так же снизить потери активной мощности в сети в целом (таблица 21).

Таблица 21 – Сравнение потерь активной мощности при различных точках нормального размыкания сети 35 кВ.

Место размыкания сети	Потери активной мощности, МВт	Потери активной мощности, %
ВЛ 35 кВ Т- Ц	5,37	2,4
ВЛ 35 кВ Пермская - ТН	4,7	2,1

Следовательно, подключение ПС Пермская к ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 ТН требует изменения нормальных разрывов в сети 35 кВ.

Для проверки надёжности схемы сети по варианту № 4 выполнен расчёт послеаварийного режима – отключения ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Пермская. Данный режим приведён на рисунке 20 и на листе № 3 графической части.

Как видно из результатов расчёта напряжение в сети 35 кВ находится в допустимых пределах. В выбранном послеаварийном режиме - при отключении ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Пермская нагрузка КЛ 35 кВ Т – Ц увеличивается до 481 А.

Каждая КЛ 35 кВ Т – Ц выполнена двумя кабелями АОСБ 3х150. То есть длительно допустимый ток каждой КЛ 35 кВ Т – Ц составляет 500 А.

Таким образом, вариант № 4 позволяет обеспечить требуемый уровень надёжности без выполнения дополнительной реконструкции сети 35-110 кВ.

Анализ, проведённый в этом разделе, говорит о возможности существования режимов в проектируемой сети при поддержании необходимых уровней напряжений в каждом из разработанных вариантов.

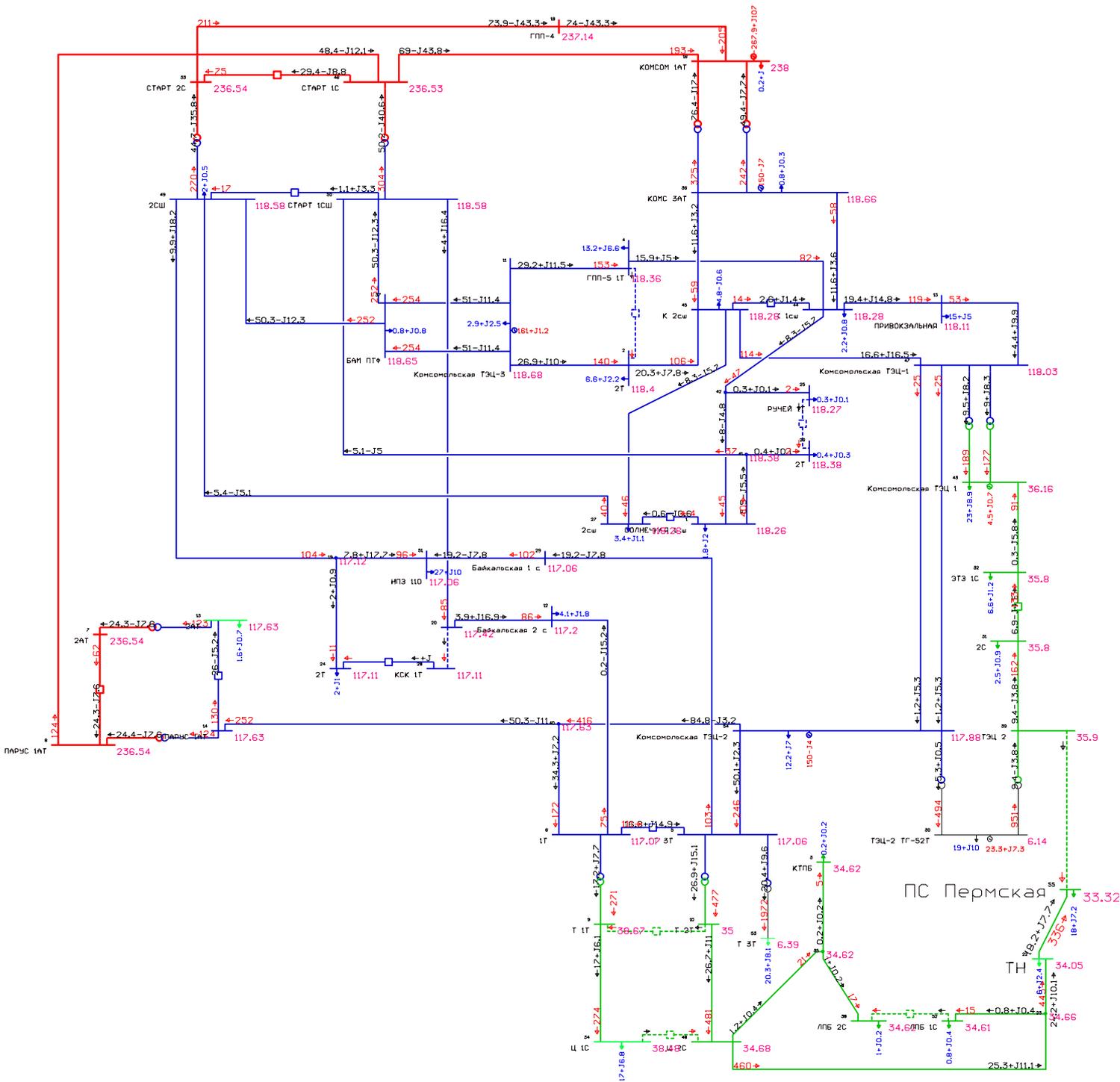


Рисунок 20 - Результаты расчёта режима (отключение ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – Пермская)

РАЗДЕЛ 6. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

К технико-экономическим показателям проекта относятся капитальные вложения в проект, стоимость потерь электроэнергии, суммарные эксплуатационные издержки, среднегодовые эксплуатационные расходы.

С точки зрения технической осуществимости отобраны четыре конкурентно-способных варианта, затем были выбраны 2 наиболее подходящих варианта электроснабжения для сравнения.

6.1 Описание проектируемой сети

Данные для экономического расчета приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Данные для экономического расчета

№ варианта	Длина линии, км	Марка провода	Количество дополнительных выключателей	Схема РУ	Трансформаторы
3 (110 кВ)	2х0,8	АС-120	4	Два блока с выключателями с неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны линии	2×ТДН 16000/110
4 (35 кВ)	2*3	АС-185	3	Мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора	2×ТДНС 16000/35

Экономическим критерием, по которому определяют более выгодный вариант, является минимум среднегодовых эквивалентных расходов, вычисляемых по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (20)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,1 1/год;

K – капитальные вложения необходимые для сооружения сети, руб.;

I – эксплуатационные издержки, руб./год.

6.2 Расчет капиталовложений проектируемой сети

Цены на оборудование взяты из Укрупненных стоимостных показателей цены на 2000 год [29,36]. На 2015 год пересчитаем цены с учетом инфляции.

Срок службы подстанционного оборудования - 20 лет, ВЛ - 15 лет.

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на сооружения подстанций и воздушных линий электропередач:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (21)$$

Капиталовложения на сооружения подстанций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли.

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{РУ} + K_{ПОСТ}, \quad (22)$$

где K_{TP} – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{РУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на покупку трансформаторов определяются по формуле:

$$K_{TP} = K_0 \cdot K_{инф}; \quad (23)$$

где K_0 – удельная стоимость трансформатора.

Капиталовложения на сооружении ОРУ определяются по формуле:

$$K_{РУ} = K_{0.ОРУ} \cdot K_{инф}; \quad (24)$$

где $K_{0.ОРУ}$ – удельная стоимость ОРУ;

Коэффициент инфляции на 1 квартал 2016 года составляет 8,21 [37].

Результаты расчёта капитальных вложений в ПС приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты расчёта капитальных вложений в ПС, тыс. руб.

Номер варианта	K_{TP}	$K_{КУ}$	$K_{ОРУ}$	$K_{ПОСТ}$	$K_{ИНФЛ}$	$K_{ПС}$
3	11800	0	28000	11000	8,21	417068
4	7400	0	6000	4700	8,21	148601

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

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

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции.

Капитальные затраты на разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений включены в капитальные затраты на строительство ОРУ.

Результаты расчета капиталовложений в ВЛ сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Капитальные вложения в ЛЭП по вариантам.

Номер варианта	K_0 , тыс. руб.	Длина в двухцепном исполнении, км	$K_{инфл}$	$K_{вл}$, тыс. руб.
3	1600	0,8	8,21	10509
4	1600	3	8,21	39408

Итоги расчета сведём в таблицу.

Таблица 25 – Суммарные капитальные вложения

Вариант	Капиталовложения на ПС, тыс. руб.	Капиталовложения на ЛЭП, тыс. руб.	Суммарные капиталовложения, тыс.
3	417068	10509	427577
4	148601	39408	188009

6.3 Расчет эксплуатационных издержек

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года, определяются по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{ΔW}, \quad (26)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{PЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$ – затраты на передачу электроэнергии;

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (27)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС.

Нормы ежегодных отчислений для линий и подстанций будут равны $\alpha_{рэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{рэоПС} = 0,059$ [26].

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы (для подстанции $T_{сл.ПС} = 25$ лет, для ЛЭП $T_{сл.ВЛ} = 15$ лет):

$$I_{AM} = \frac{K_{ПС}}{T_{сл.ПС}} + \frac{K_{ВЛ}}{T_{сл.ВЛ}}, \quad (28)$$

где $K_{ПС}$ – суммарные капиталовложения в сооружение ПС;
 $K_{ВЛ}$ – суммарные капиталовложения в строительство ВЛ;
 $T_{СЛ.ПС}$ – срок службы подстанции;
 $T_{СЛ.ЛП}$ – срок службы воздушных линий.

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (29)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии составляет 1,63 руб/кВт·час для Хабаровского края [15].

Суммарные потери электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} + \Delta W_{КОР} \quad (30)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ - потери электроэнергии в ЛЭП;

$\Delta W_{ТР}$ - потери электроэнергии в трансформаторах;

$\Delta W_{КУ}$ - потери электроэнергии в компенсирующих устройствах;

$\Delta W_{КОР}$ - потери электроэнергии на корону.

Значения потерь активной мощности (в линиях и трансформаторах) берутся из рассчитанного режима в RastrWin3.

Результаты расчета потерь электрической энергии и эксплуатационных издержек рассматриваемых вариантов сведены в таблицы 26 и 27 соответственно.

Таблица 26 – Потери электроэнергии проектируемой электрической сети.

Параметр	Вариант 3	Вариант 4
Потери активной мощности после подключения ПС Пермская, МВт	4,16	4,7
Потери активной мощности в режиме до подключения ТЭСЭР Парус, МВт	4,24	4,24
Изменение потерь мощности, МВт	-0,08*	0,46
Изменение потерь электрической энергии за год, кВт*ч	-400000*	2300000
Тариф покупки потерь электрической энергии руб./кВт*ч	1,63	1,63
Стоимость потерь электрической энергии за год, тыс. руб.	-652*	3749

Примечание: * издержки на потери в варианте 3 отрицательные, так как после подключения нагрузки ПС Пермская по этому варианту, значение потерь активной мощности снижается относительно режима до подключения ПС.

Таблица 27 – Значения эксплуатационных издержек проектируемой электрической сети.

Эксплуатационные издержки	Вариант 3, тыс. руб.	Вариант 4, тыс. руб.
I_{AM}	17383,32	8571,24
$I_{PЭО}$	24691,084	9082,723
$I_{ΔW}$	-652	3749
I	41422,404	21402,963

6.4 Определение среднегодовых эквивалентных расходов

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

Среднегодовые эквивалентные расходы определяются по формуле (20).

Результаты расчета приведенных затрат для двух рассматриваемых вариантов занесем в таблицу 28.

Таблица 28 – Среднегодовые эквивалентные расходы

Среднегодовые эквивалентные расходы	Вариант 3, тыс. руб.	Вариант 4, тыс. руб.
3	84180,1	40203,86

Исходя из результатов расчёта среднегодовых эквивалентных расходов, капитальных вложений и эксплуатационных издержек следует, что наиболее выгодным является вариант № 4.

Для реализации данного варианта предлагается использование инновационного оборудования, характеристика и выбор которого приведены далее.

РАЗДЕЛ 7. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА СЕТИ

Высокая плотность застройки, стесненные условия для прокладки ЛЭП и выбора площадок под подстанции, повышенные архитектурно-эстетические требования диктуют необходимость применения особых схем и оборудования систем электроснабжения (закрытых подстанций, многоцепных воздушных линий, кабельных линий высокого и сверхвысокого напряжения и т.п.).

Целью данного пункта является рассмотрение вариантов компоновки подстанции и проектируемых ЛЭП для их строительства в пределах городской застройки.

7.1 Варианты конструкции ПС

7.1.1 Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

Опыт эксплуатации показал, что КРУЭ обладает существенным преимуществом перед обычными распределительными устройствами [30]:

- пожаробезопасность;
- высокая надёжность и стойкость к воздействию внешней среды;
- безопасность эксплуатации, заземлённый корпус с многочисленными предохранителями и блокирующими устройствами;
- полная защита от прикосновения к токоведущим частям;
- надёжное экранирование электромагнитных полей и отсутствие радиопомех;
- оборудование малообслуживаемое ввиду своих высокотехнологичных характеристик;
- небольшие затраты при эксплуатации и в обслуживании;
- значительное снижение объёмов строительно-монтажных работ.

Однако кроме положительных качеств КРУЭ обладает и отрицательными качествами:

- отсутствие возможности проверки напряжения на кабельной линии электропередачи перед наложением заземления;
- особые требования к помещению в части чистоты помещения, вентиляции, отопления и кондиционирования, контроля загазованности;
- обязательное привлечение для выполнения работ специально обученного персонала, аттестованного заводом-изготовителем;
- длительное время восстановления при внутренних повреждениях;
- в стандартном исполнении при замене некоторых модулей возникает необходимость полного обесточивания КРУЭ.

В качестве примера для описания в диссертации взято КРУЭ компании Siemens. Стационарные КРУЭ с силовым выключателем NXPLUS [30] компании Siemens представляют собой производимые в заводских условиях, прошедшие типовые испытания распределительные устройства в металлическом корпусе, с металлическим экранированием, с элегазовой изоляцией для одинарных и двойных сборных шин для внутренней установки. Они используются на трансформаторных и распределительных подстанциях различного назначения.

Герметично заваренные резервуары КРУЭ из нержавеющей стали, а также однополюсная изоляция твердым диэлектриком делают находящиеся под высоким напряжением компоненты первичного токопровода КРУЭ NXPLUS их невосприимчивыми к определенным агрессивным условиям окружающей среды, таким, как высокая влажность воздуха; пыль; конденсация; обеспечивают не проникновение пыли грязи, мелких животных и влаги.

Благодаря использованию элегазовой изоляции обеспечивается компактность исполнений до 40,5 кВ. Это позволяет эффективно использовать имеющиеся помещения КРУЭ и подстанции; снизить затраты при строительстве новых зданий; эффективнее использовать площади в городской черте [30].

Резервуары КРУЭ представляют собой герметично закрытые системы с избыточным давлением, необслуживаемое коммутационное оборудование и

герметичные штекеры обеспечивают высочайшую надежность энергоснабжения и безопасность персонала/

Конструкция КРУЭ позволяет выполнять монтаж, эксплуатацию, дооснащение и замену оборудования без проведения работ с элегазом.

Дополнительной инновацией в рассматриваемом КРУЭ является применение цифрового оборудования. Использование цифрового вторичного оборудования и комбинированные устройства защиты и управления обеспечивают [30]:

- прозрачную интеграцию в системы управления производственными процессами;
- гибкую и максимально простую настройку с учетом новых состояний КРУЭ и благодаря этому эффективная эксплуатация.

В нормальных условиях эксплуатации прогнозируемый срок эксплуатации КРУЭ NXPLUS с элегазовой изоляцией с учетом герметичности сваренного резервуара КРУЭ составляет минимум 35 лет, возможный срок эксплуатации составляет от 40 до 50 лет. Срок службы ограничивается количеством максимальных включений работающих коммутационных устройств.

Все находящиеся под высоким напряжением компоненты, включая кабельные концевые муфты и трансформаторы напряжения, заключены в металлический корпус. Кабельные концевые муфты, сборные шины и трансформаторы напряжения имеют экранированный слой. Имеется система обнаружения емкостного напряжения для подтверждения отсутствия напряжения [30].

Внешний вид ячеек, из которых собирается КРУЭ, приведён на рисунке 21. При этом основным недостатком применения элегазового оборудования до сих пор остаётся цена [29, 36].



Рисунок 21 - Ячейки КРУЭ компании Siemens.

7.1.2 Модульная подстанция из готовых блоков с вакуумными выключателями

Модульные комплектные трансформаторные подстанции (КТПМ) предназначены для электроснабжения промышленных, добывающих, электросетевых и других объектов, когда необходимо максимально сократить сроки монтажа подстанции, а также обеспечить возможность ее демонтажа и перемещения на новое место.

КТПМ 35 кВ состоит из комплектных функциональных блоков:

- закрытого распределительного устройства 35 кВ (ЗРУ-35 кВ);
- блока с силовыми трансформаторами ;
- закрытого распределительного устройства 6(10) кВ (ЗРУ-6(10) кВ).

ЗРУ-35 кВ состоит из отдельных утепленных блок – контейнеров, на основании которых закреплены и соединены между собой шкафы комплектного распределительного устройства (КРУ).

С качестве примера рассматривается Модуль SKP, производства компании Таврида электрик [8]. Модуль SKP представляет собой специальный

теплоизолированный электротехнический контейнер с системами освещения, обогрева и вентиляции, в котором смонтировано основное и вспомогательное оборудование распределительного устройства. Корпус модуля выполнен из стального листа толщиной 1,6—2,2 мм с алюмоцинковым покрытием, окрашенный порошковой полимерной краской с толщиной слоя от 100 мк. Наружные соединительные элементы (головки болтов и заклепок, технологические отверстия) отсутствуют. Места стыков элементов корпуса уплотнены силиконом. Теплоизоляция стен, пола и кровли – негорючая минеральная вата. Толщина теплоизоляции выбирается в зависимости от условий эксплуатации и составляет 50 мм или 100 мм. Модули SKP в основании имеют цельную раму из прокатного швеллера высотой 260 мм, что позволяет устанавливать его на грунте, бетонной или асфальтовой площадке, ленточном или свайном фундаменте. Габариты модуля зависят от устанавливаемого в него оборудования. [8]

В составе КТПМ SKP в качестве РУ-35кВ применяются шкафы КРУ «Классика» серии D-40P, а в качестве РУ-6(10) кВ применяются шкафы КРУ «Классика» серии D-12P(PT). Шкафы КРУ «Классика» отличаются высокой надежностью работы, простотой и безопасностью обслуживания, в качестве силовых выключателей на стороне 35 кВ применяются вакуумные выключатели производства ABB (VD-4) [2], а на стороне 6(10) кВ - вакуумные выключатели ВВ/TEL или VD-4 ABB.

Удобную и безопасную эксплуатацию ЗРУ-35 кВ обеспечивают коридоры обслуживания, наружные ремонтные двери, система основного и аварийного освещения, система обогрева, система охранной и пожарной сигнализации. Для обогрева блок - контейнеров ЗРУ-35 кВ используются печи с сухими трубчатыми нагревателями типа ТЭН, для освещения устанавливаются люминесцентные светильники типа ЛПО, для аварийного и дежурного освещения.

Фотография КТПМ 35/6(10) кВ серии SKP приведена на рисунке 22.

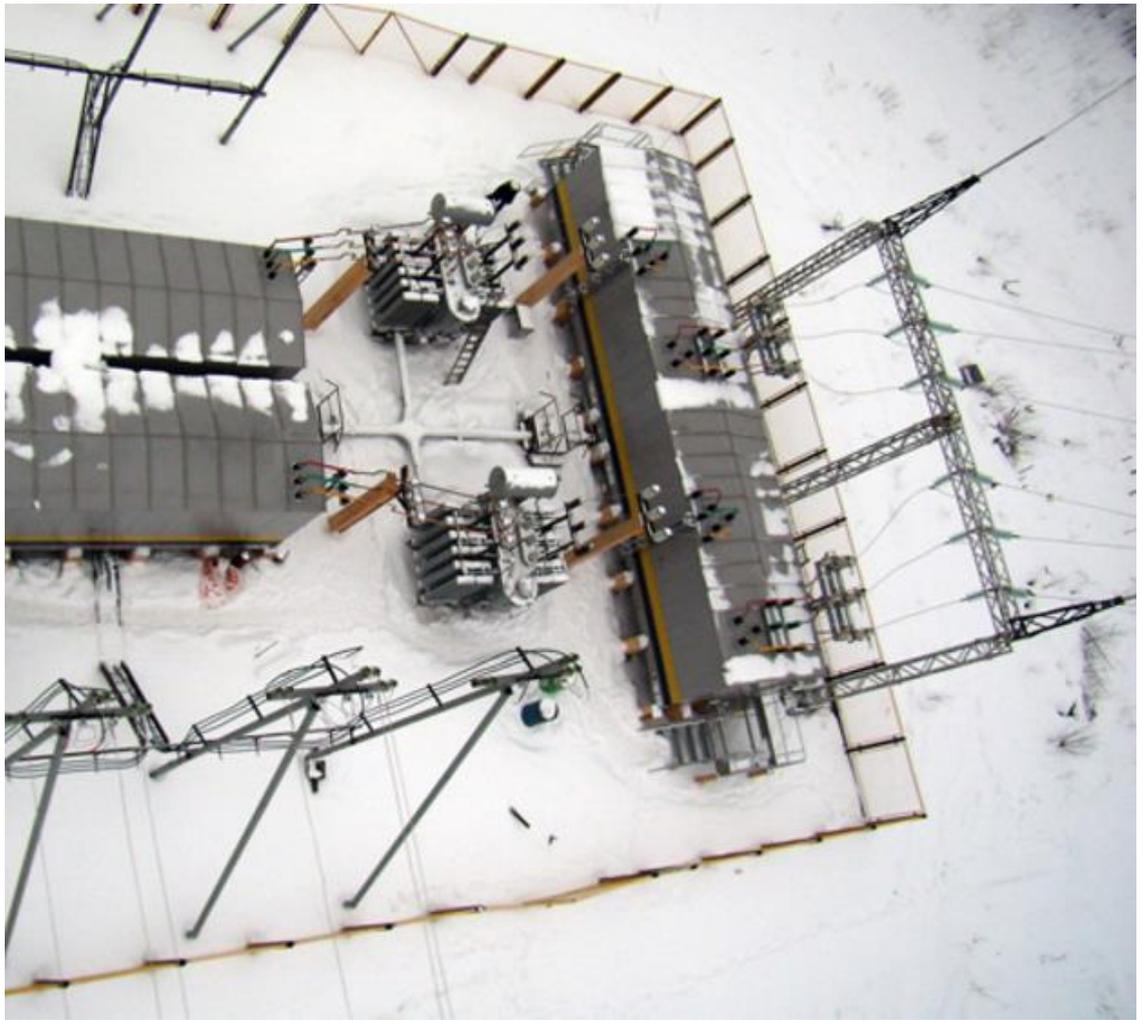


Рисунок 22 - Фотография КТПМ 35/6(10) кВ серии SKP/

Молниезащита модулей КРУ-35 кВ, КРУ-6(10) кВ и модулей сухих трансформаторов как сооружений, имеющих металлическое покрытие (конструкцию), осуществляется путем заземления этих покрытий (конструкций). Молниезащита масляных трансформаторов, установленных вне модулей, выполняется в соответствии с проектом молниезащиты данной электроустановки. Заземление КРУМ-35 кВ, КРУМ-6(10) кВ подстанции осуществляется путем подключения заземляющего устройства подстанции к заземляющему контуру модулей.

Блок с силовыми трансформаторами комплектуется как масляными, так и сухими трансформаторами, устанавливаемыми в блок – контейнер, на открытую платформу или отдельно стоящий фундамент. Сухие трансформаторы размещаются только в блок - контейнерах мобильных зданий.

КТПМ-35 кВ могут комплектовать силовыми трансформаторами различных производителей. Схема размещения оборудования 35 кВ в двух модульных контейнерах при схеме РУ 35 кВ мостик с выключателями в цепях трансформаторов подходящих для проектируемой ПС Пермская приведён на рисунке 23 .

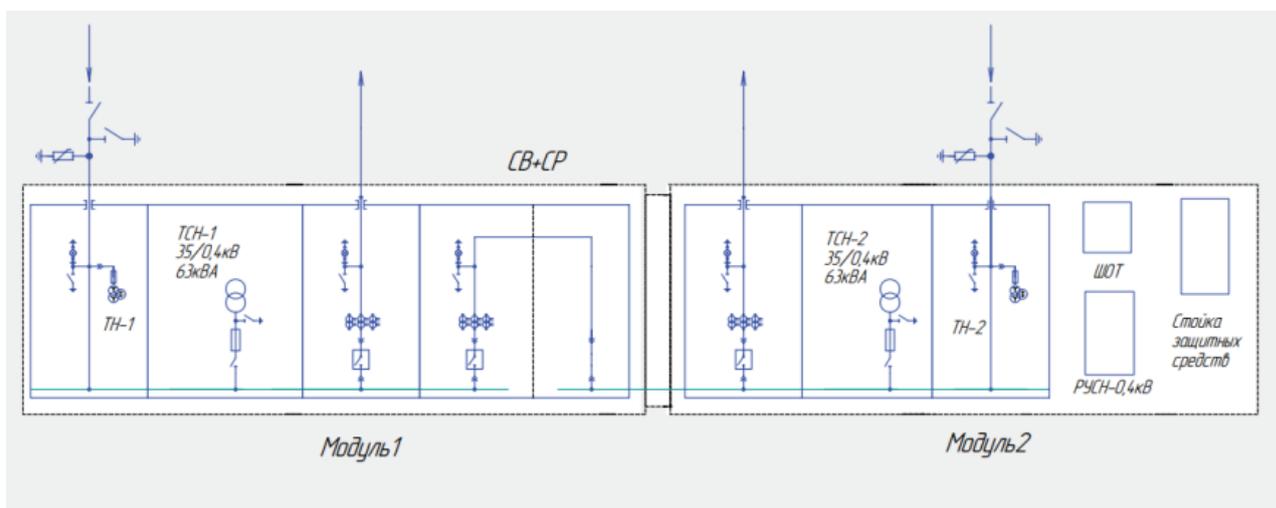


Рисунок 23 – Схема размещения оборудования 35 кВ в двух модульных контейнерах при схеме РУ 35 кВ мостик с выключателями в цепях трансформаторов.

ЗРУ-6(10) кВ состоит из отдельных блок - контейнеров с установленным в них электрооборудованием.

В КРУ 10 кВ D12-Р применяются плоские шины прямоугольного сечения, выполненные из высококачественной электротехнической меди со скругленными углами, что обеспечивает выравнивание напряженности электрического поля на кромках токоведущих частей и значительно уменьшает эффект коронирования.

Сборные шины на ток до 1000 А выполняются одной медной полосой сечением 60 х 10 мм, на токи до 1600 А - двумя полосами сечением 50 х 10 мм, на токи до 2000 А - двумя полосами сечением 60 х 10 мм, на токи до 2500 А - двумя полосами сечением 80 х 10 мм, на токи 3150 и 4000 А - пакетом из трех шин сечением 80 х 10 мм.

Внешний вид ячеек КРУ 10 кВ D12-Р приведён на рисунке 24.



Рисунок 24 - Внешний вид ячеек КРУ 10 кВ D12-Р.

Контактные соединения участков шин для шкафов на номинальные токи свыше 1000 А имеют покрытие оловом. Все болтовые соединения сборных шин и главных цепей шкафов КРУ выполнены с применением тарельчатых зажимных упругих шайб, обеспечивающих поджатие контактных поверхностей на протяжении всего срока службы шкафа независимо от температуры в месте соединения.

Доступ к сборным шинам в процессе монтажа или эксплуатации возможен через верх шкафа после снятия крышки клапана сброса давления, либо с фасада шкафа после демонтажа съемной панели со стороны отсека выдвижного элемента после извлечения КВЭ в коридор обслуживания [6]. Основные параметры выбранного КРУ D12-Р приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Основные параметры шкафа КРУ серии D12-Р.

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	50
Электродинамическая стойкость, кА	128
Тип выключателя	VD 4
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный
Трансформатор тока	ТРУ-4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 УХЛ1
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)У

По результатам рассмотрения характеристик оборудования можно сделать вывод о возможности применения и элегазового и вакуумного оборудования на проектируемой ПС. Сравнение стоимости вакуумных и элегазовых выключателей 35 кВ по укрупнённым стоимостным показателям [36] приведено в таблице 30.

Таблица 30– Сравнение стоимости коммутационных аппаратов

Тип выключателя	Стоимость, тыс. руб. (2000г)	
	10 кВ	35 кВ
Вакуумный	150	188
Элегазовый	658	1880
Отличие, %	77	90

Однако, с учётом того, что стоимость элегазового коммутационного оборудования выше, чем оборудования с вакуумного более чем на 70 % (таблица 30) для установки принимаем КРУНЫ с вакуумными выключателями. Для проектируемой ПС Пермская выбираем КРУ 10 кВ D12-P [6].

7.2 Варианты исполнения строящейся ЛЭП

7.2.1 Воздушная ВЛ на многогранных опорах

Стальные многогранные опоры ЛЭП предназначены для установки на высоковольтных линиях электропередачи. Опоры ЛЭП эксплуатируются в I-V ветровых и гололедных районах в населенной и ненаселенной местности в соответствии с ПУЭ-7 [21] в районах с расчётной температурой воздуха до -65°С и выше. Многогранные металлические опоры выполнены из стоек в виде полых усечённых пирамид из стального листа с поперечным сечением в форме правильного многогранника. Секции стоек соединены между собой телескопическим или фланцевым соединениями. Траверсы таких опор выполнены многогранными, решётчатыми или изолирующими. Опоры изготавливаются из стали марки С345 по ГОСТ 27772-88. Антикоррозионная защита выполняется при помощи горячего оцинкования и цинконаполненного композитного покрытия [28].

Классификация стальных многогранных опор аналогична классификации металлических решётчатых опор ЛЭП в соответствии с ПУЭ.

Преимущества многогранных опор ЛЭП следующие [28]:

- **Сроки строительства.** Сроки строительства ВЛ на многогранных опорах имеют преимущество перед ВЛ на железобетонных и решётчатых опорах. Это обусловлено снижением трудозатрат за счет увеличенных пролетных расстояний, простоты установки многогранных опор, а также малого количества сборочных элементов. Сборка опоры исключительно проста. Сначала, с помощью лебедок, стыкуются секции стойки – нижняя со второй, вторая с третьей и т.д. Обычно, бригада из 7 – 8 человек тратит на это около 1 часа. Затем к стойке крепятся траверсы. На это уходит менее часа. Установка

опоры на фундамент производится обычным краном, так как опоры компактны и имеют небольшой вес. Крепятся к фундаменту с помощью болтов.

- **Экономическая эффективность.** За счёт увеличения пролетных расстояний, снижения затрат на транспортировку и строительно-монтажные работы, а также более низкими затратами на эксплуатацию, более длительным сроком службы, по сравнению с бетонными и решетчатыми опорами такие ЛЭП имеют более высокие экономические показатели.

- **Транспортабельность.** Многогранные опоры отличает низкая стоимость транспортировки: в 1,5-2 раза дешевле решетчатых, и в 3-4 раза дешевле железобетонных опор. Длина секций 12 м позволяет использовать для перевозок стандартный габаритный транспорт. Телескопическая конструкция опор позволяет при транспортировке размещать одни секции внутри других.

- **Малый землеотвод.** Сокращаются затраты на постоянный и на временный землеотвод. При применении многогранных опор затраты на постоянный землеотвод снижаются примерно в 2 раза. По сравнению с железобетонными опорами выигрыш обеспечивается за счет меньшего количества опор при равном отводе на одну опору, а по сравнению с решетчатыми, за счет меньшего отвода под одну опору при примерно равном количестве опор.

- **Адаптивность многогранных опор.** Каждая линия должна строиться с учетом всех особенностей рельефа, климата, социальной значимости и т.п. На стадии проектирования, можно рассматривать множество альтернативных вариантов строительства и закладывать в окончательный проект оптимальные решения. Завод-изготовитель в короткий срок организует производство оптимальной опоры для конкретной линии электропередачи.

- **Надёжность многогранных опор.** Надёжность является комплексным свойством, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность. По всем этим характеристикам многогранные опоры лучше традиционных. Долговечность, в среднем составляет для бетонных опор 30 лет, для решетчатых – 40 лет, а для

многогранных - 50 лет. Безотказность (по статистике, повреждения ЛЭП на многогранных стойках значительно реже, чем у традиционных опор, на линиях отсутствуют катастрофические разрушения, типичные для железобетонных и металлических решётчатых опор). Ремонтопригодность (Практически не нуждаются в ремонте, который при необходимости осуществляется в кратчайшие сроки).

- **Вандалоустойчивость.**
- **Качественная однородность.**
- **Простота демонтажа, утилизации при ликвидации [28].**

Чертеж одного из типов многогранных опор приведён на рисунке 25.

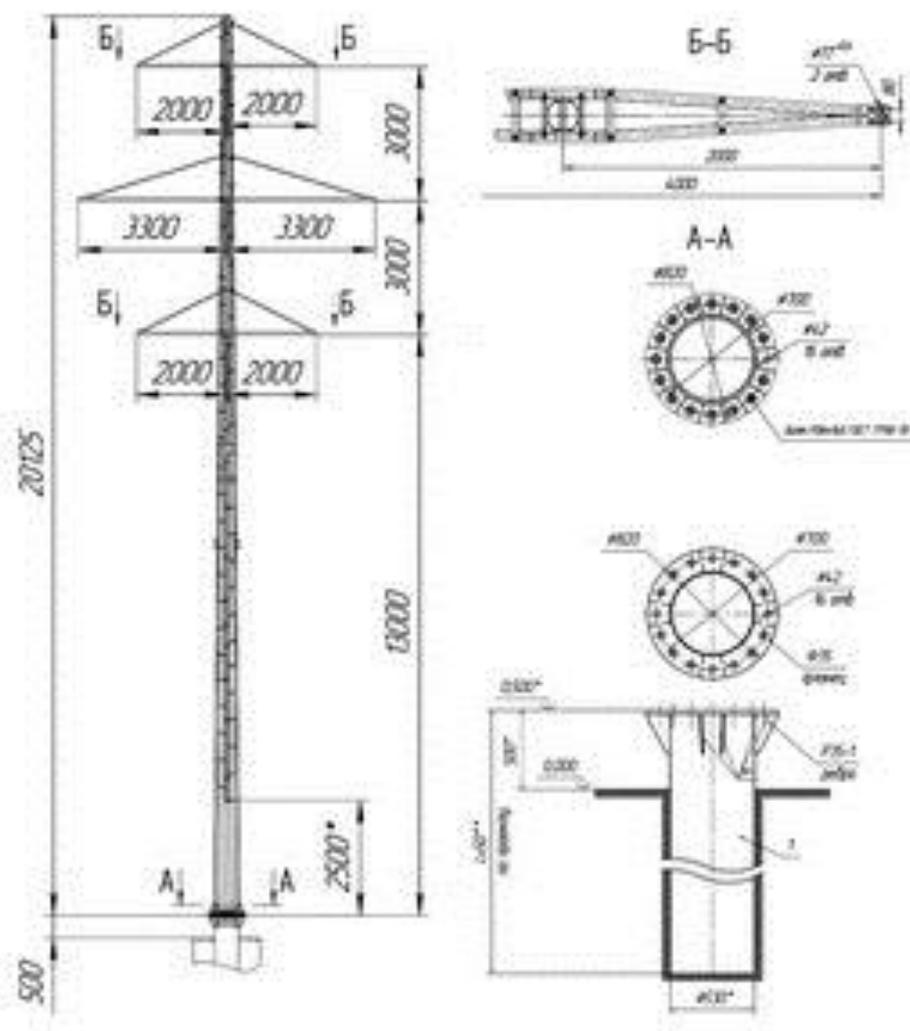


Рисунок 25 - Промежуточная опора ПМ35-2ф.

Расшифровка условного обозначения опор:

- П - промежуточная, А - анкерная;

- М - многогранная;
- 35 - класс напряжения ВЛ;
- 2 - номер модификации опоры и цепность;
- Ф - фланцевое соединение с фундаментом [28].

7.2.1 Кабельное исполнение ЛЭП 35 кВ

Переход от устаревших кабелей с бумажной пропитанной изоляцией, к современным кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена, вызван в первую очередь все более высокими требованиями эксплуатирующих организаций к техническим характеристикам кабелей.

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) имеют ряд очевидных преимуществ [22]:

- высокая пропускная способность;
- низкий вес, меньший диаметр и радиус изгиба;
- низкая повреждаемость;
- полиэтиленовая изоляция обладает малой плотностью, малыми значениями относительной диэлектрической проницаемости и коэффициента диэлектрических потерь;
- прокладка на сложных трассах;
- монтаж без использования специального оборудования;
- значительное снижение себестоимости прокладки.
- использование жилы меньшего сечения для передачи равного потока;
- увеличение длительно допустимой температуры нагрева жил кабелей до 90°C;
- увеличение длительно допустимой температуры нагрева жил кабелей при коротком замыкании до 250°C.

Своими уникальными свойствами кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена обязан применяемому изоляционному материалу. [22]

На современных предприятиях производящих кабели процесс сшивки или вулканизации производится в среде нейтрального газа при высоком давлении и температуре. Такой способ вулканизации делает возможным получать

достаточную степень сшивки по всей толщине изоляции и обеспечить отсутствие воздушных включений. Поперечные связи, образующиеся в процессе сшивки между молекулами полиэтилена, в основном и определяют характеристики нового материала. Кроме высоких диэлектрических свойств, это и больший, чем у других кабельных изоляционных материалов диапазон рабочих температур, и отличные механические свойства. Так, в нормальном режиме для сшитого полиэтилена допускается температура 90°C, в кратковременном режиме (протекание токов КЗ) 250°C, прокладка и монтаж КЛ могут проходить при температуре до -20°C. При этом монтаж кабелей допускается с радиусом изгиба до 7,5 наружных диаметров. [22]

Область применения СПЭ-кабелей достаточно широка [22]:

- линии электропередачи напряжением от 6 кВ до 500 кВ.
- необходимость передачи большой мощности, когда применение СПЭ-кабеля позволяет снизить капитальные затраты на сооружение линии.
- Линии электропередачи при наличии большой разности уровней по трассе прокладки. При использовании бумажно-масляных кабелей происходит осушение изоляции кабелей в высоких точках, что может повлечь за собой пробой.
- использование кабелей с СПЭ изоляцией необходимо при особых требованиях к надежности электроснабжения, так как повреждаемость СПЭ-кабелей чрезвычайно мала.
- при наличии требований по нераспространению горения, рекомендуется применять кабели с оболочкой из поливинилхлорида пластиката пониженной горючести, который прошел соответствующие испытания и имеет сертификат на соответствие нормам пожарной безопасности [6].

7.3 Сравнительный анализ применения КЛ и ВЛ

Для сравнения выполнен выбор кабеля на проектируемом участке от ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – ТН до ПС Пермская.

Для определения сечения кабеля необходимо определить максимальный ток, протекающий по КЛ. По результатам расчёта режимов наибольший ток в

нормальном режиме на участке Комсомольская ТЭЦ 2 – Пермская – 333 А, а в послеаварийном 500 А.

По ВЛ 35 кВ Пермская – ТН в нормальном режиме ток – 0 А, в послеаварийном 336 А. Исходя из этих нагрузок принимаем кабель СПЭ с алюминиевой жилой сечением 400 мм² - АПвПг 1*400/95 64/35.

Для него при прокладке кабелей треугольником табличное значение допустимого тока равно:

$$I_{Таб} = 541 \text{ А}$$

Для выбора кабеля определяется длительно допустимый ток для кабеля с учётом поправочных коэффициентов:

$$I_{ДД} = I_{Таб} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \quad (31)$$

где $I_{Таб}$ - ток в таблице «Длительно допустимый ток для кабелей при прокладке в земле, кабели расположены треугольником, экраны соединены и заземлены с двух сторон».

k_1 - коэффициенты глубины прокладки; $k_1 = 1,05$

k_2 - коэффициент термического сопротивления грунта; $k_2 = 0,8$

k_3 - коэффициент количества цепей; $k_3 = 0,93$ (предполагается прокладка 2 цепей в лотке)

k_4 - коэффициент температуры грунта; $k_4 = 0,96$

k_5 - коэффициент прокладки в трубах; $k_5 = 0,9$

Длительно допустимый ток в нормальном режиме для выбранного КЛ равен:

$$I_{ДД} = 541 \cdot 1,05 \cdot 0,8 \cdot 0,93 \cdot 0,96 \cdot 0,9 = 365 \text{ А}$$

Допустимый ток в режиме перегрузки:

$$I_{ДП} = I_{Таб} \cdot 1,17 = 541 \cdot 1,17 = 633 \text{ А}$$

Следовательно, принятый кабель проходит.

Исходя из полученных токов КЗ (7,3 кА) и рекомендаций производителей [22] сечение медного экрана КЛ должно быть не менее 50 мм²

Для выполнения сравнительных расчётов режимов рассчитаны параметрах схемы замещения КЛ на участке от ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – ТН до ПС Пермская.

Сравнительные сопротивления КЛ приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнительные данные по схемам замещения кабельного и воздушного участков.

Наименование участка	только ВЛ			КВЛ		
	R, Ом	X, Ом	B	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
КТЭЦ-2 - Пермская	1,1	2,9	-	0,88	2,6	232
Пермская - ТН	0,7	1,6	-	0,39	1,4	232

Для выбора наиболее приемлемого исполнения выполнены расчеты режимов с учётом кабельного и воздушного исполнения рассматриваемого участка сети, рассчитаны данные по величине снижения потерь мощности при кабельном исполнении ЛЭП и рассчитана площадь отвода земли по опоры ВЛ.

Сравнительные данные по стоимости КЛ и ВЛ приведены в таблице 32.

С учётом того, что ЛЭП будет находиться на участке принадлежащему ТЭСЭР, то стоимостью отвода земли можно пренебречь.

Следовательно, исходя из величины капитальных вложений в ЛЭП рекомендуется воздушное исполнение ЛЭП 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 – пермская и Пермская – ТН.

Таблица 32 – Сравнительные данные по стоимости КЛ и ВЛ

Вариант исполнения ЛЭП	Стоимость участка в ценах 2016г, тыс. руб.	Площадь отвода земли под опоры, м ²	Площадь коридора дополнительной ВЛ (КЛ), м ²	Эффект в потерях в год, тыс. руб.
Воздушное исполнение нового участка	39408	210	150000	-
Кабельное исполнение нового участка	137928	0		489,5
Разница	98520			489,5

Для снижения общей стоимости строительства, сроков строительства и повышения надёжности ВЛ рекомендуется применение многогранных опор.

РАЗДЕЛ 8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС ПЕРМСКАЯ

Для выбора оборудования на проектируемой ПС Пермская выполняются расчёты токов короткого замыкания.

8.1 Расчет токов короткого замыкания

Значения периодической составляющей тока КЗ I_{n0} , периодической составляющей тока КЗ в момент отключения I_m , аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения I_{at} в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ I_{yo} необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока [25].

Коротким замыканием называют всякое, не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю [25].

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в отдельных ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. В свою очередь это вызывает снижение напряжения в системе и вызывает дополнительный нагрев токоведущих элементов и проводников выше допустимого, которое особенно велико вблизи места КЗ. Кроме теплового действия, токи КЗ вызывают между проводниками большие механические усилия, которые особенно велики в начальной стадии процесса, когда ток достигает максимума. При недостаточной прочности проводников и их креплений они могут быть разрушены при коротком замыкании.

При задержке отключения короткого замыкания сверх допустимой продолжительности может произойти нарушение устойчивости электрической системы, что является в сущности одним из наиболее опасных последствий КЗ, так как оно отражается на работе всей системы.

Данный расчет проводился для выбора оборудования на РУ ПС Пермская
Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 26.

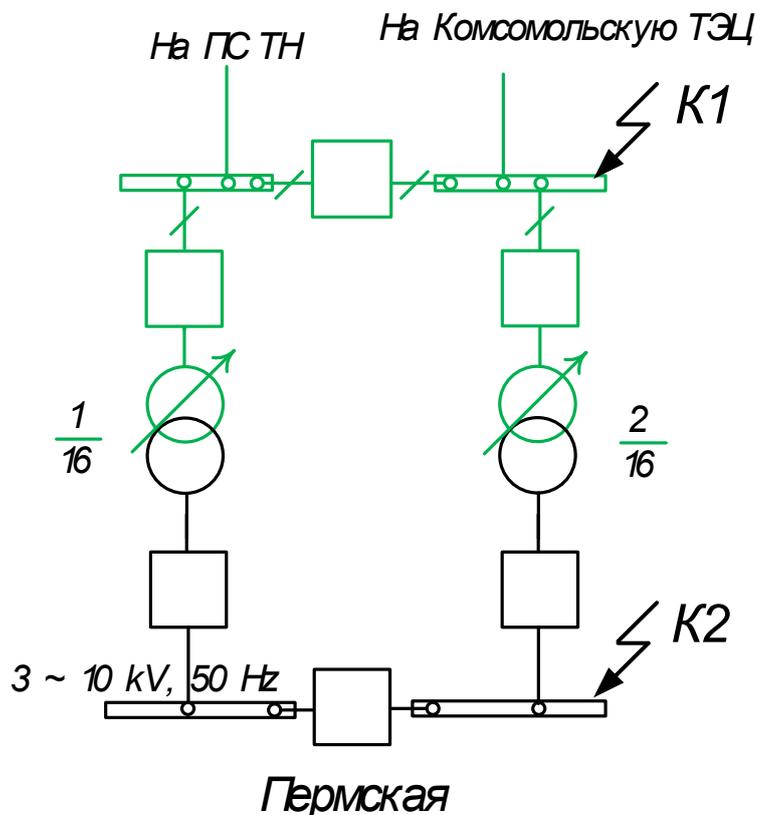


Рисунок 26 – Расчетные точки КЗ

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

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки К1.

При расчете токов КЗ приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны Комсомольской ТЭЦ- 2 и со стороны ПС Т используется расчетные данные из Схемы развития [32]

При этом расчетный ток трехфазного короткого замыкания на шинах 35 кВ Комсомольской ТЭЦ-2 составляет 6 кА, а на шинах 35 кВ ПС Т – 8,6 кА. Расчет проводится приближенным методом с использованием именованных единиц. На рисунке 27 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

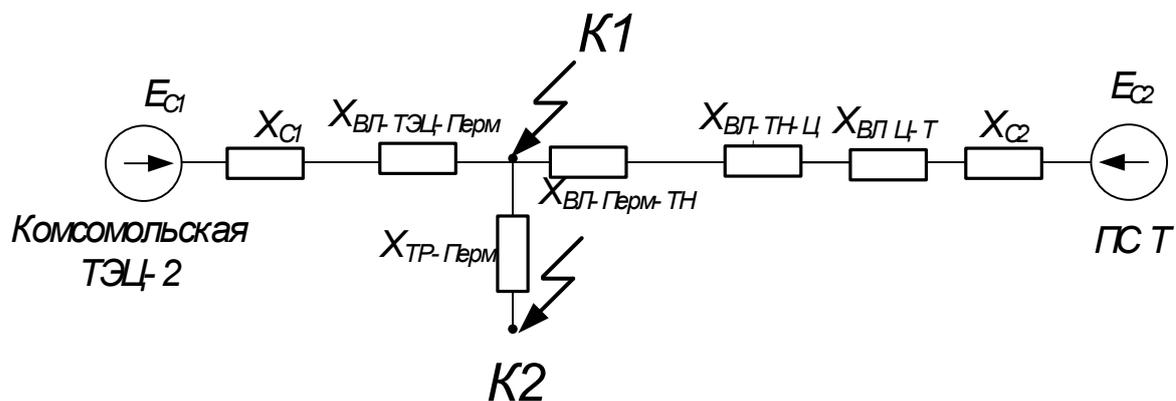


Рисунок 27 – Схема замещения

Напряжения на шинах подстанции принимаются равными

- напряжение на стороне 35 кВ принимается равным 37 кВ;
- напряжение на стороне 10 кВ принимается равным 10,5 кВ.

Ток КЗ на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{кз.вн(сн)} = \frac{U_{вн(сн)}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma вн(сн)}}, \quad (32)$$

где $I_{кз.вн(сн)}$, $U_{вн(сн)}$ – ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения.

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ питающих узлов Комсомольская ТЭЦ – и ПСТ):

$$X_{с.вн} = \frac{U_{с.вн}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.с.вн}}; \quad (33)$$

$$X_{C1} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3.56 \text{ Ом},$$

$$X_{C2} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 8.6} = 2.48$$

где $I_{к.с.вн}$ – ток короткого замыкания на шинах 35 кВ Комсомольской ТЭЦ-2 и на шинах 35 кВ ПС Т.

Сопротивление ЛЭП:

$$X_{ЛЭП} = x_{уд} \cdot l, \quad (34)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ЛЭП (для ВЛ – 0,4, для КЛ 0,1) Ом/км;

l – длина ЛЭП, км.

Определяем индуктивные сопротивления элементов в именованных единицах [24]:

$$X_{ТЭЦ_Пермская} = 2,8 \text{ Ом.}$$

$$X_{Пермская_ТН} = 1,6 \text{ Ом.}$$

$$X_{ТН_Ц} = 1,12 \text{ Ом.}$$

$$X_{Т_Ц} = 0.16 \text{ Ом.}$$

Сопротивления обмоток трансформаторов установленных на подстанции Пермская принимаем по справочным данным.

На подстанции принимаются к установке два трансформатора марки ТДНС-16000/35, следовательно:

$$X_m = 8.4 \text{ Ом;}$$

Для точки К1 преобразованная схема замещения приведена на рисунке 28. Преобразование схемы замещения для точки К2 показано на рисунках 29 и 30.

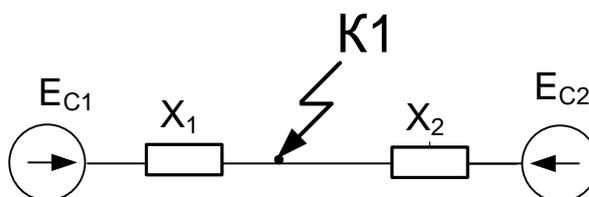


Рисунок 28 – Преобразование схемы замещения для точки К1

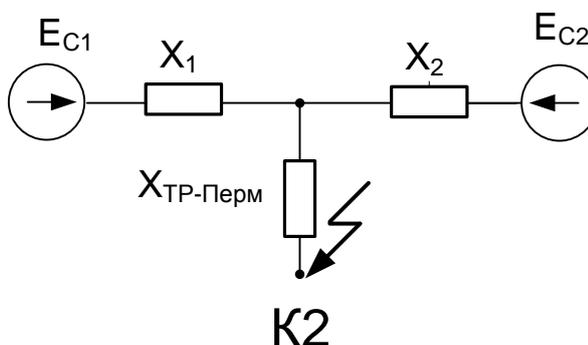


Рисунок 29 – Преобразование схемы замещения

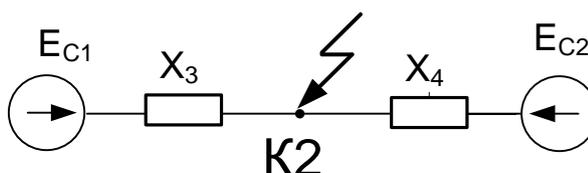


Рисунок 30 – Преобразование схемы замещения

После преобразования рассчитывает ток трёхфазного КЗ:

$$I_{П0}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} \quad (35)$$

где $U_{ср.ном}$ – среднее номинальное напряжение (37 кВ);

X_{Σ} - результирующее индуктивное сопротивление цепи короткого замыкания ;

Ток трёхфазного КЗ со стороны Комсомольской ТЭЦ-2:

$$I_{П01}^{(3)} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 6.36} = 3.4 \text{ кА}$$

Ток трёхфазного КЗ со стороны ПС Т:

$$I^{(3)}_{П02} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 5.37} = 3.98 \text{ кА}$$

Суммарное значение тока трёхфазного КЗ в точке К1 равно:

$$I^{(3)}_{П0} = I^{(3)}_{П01} + I^{(3)}_{П02} = 7.34 \text{ кА}$$

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент отключения выключателя определяется по следующей формуле [24]:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{П0} \cdot e^{\frac{-T_{ov}}{T_a}}; \quad (36)$$

где I_{at} – апериодическая составляющая тока короткого замыкания, кА;

$I^{(3)}_{П0}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА;

T_{ov} – время отключения выключателя с учетом работы защиты (в настоящей работе $T_{ov} = 0,065$ с);

T_a – постоянная времени (принимается по справочнику [Рожков] в зависимости от типа подпитки), с.

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент отключения выключателя со стороны Комсомольской ТЭЦ-2:

$$I_{at1} = \sqrt{2} \cdot 3,4 \cdot e^{\frac{-0,065}{0,25}} = 3.66 \text{ кА.}$$

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент отключения выключателя со стороны ПС Т:

$$I_{at2} = \sqrt{2} \cdot 3,98 \cdot e^{\frac{-0,065}{0,02}} = 0.2 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot k_{y\partial}, \quad (37)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент (принимается по справочнику [25] в зависимости от типа подпитки), с.

Значение ударного тока короткого замыкания со стороны Комсомольской ТЭЦ-2:

$$I_{y\partial1} = \sqrt{2} \cdot 3.4 \cdot 1.94 = 9.2 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока короткого замыкания со стороны ПС Т:

$$I_{y\partial2} = \sqrt{2} \cdot 3.98 \cdot 1.608 = 9.1 \text{ кА}$$

Суммарные значения токов определяются их сложением.

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 33. Подробный расчет токов КЗ показан в приложении А.

Таблица 33 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}, \text{кА}$	$I_{at}, \text{кА}$	$I_{y\partial}, \text{кА}$
К1 (35 кВ)	7,34	3,88	18,3
К2 (10 кВ)	23,5	12,4	58,4

8.2 Разработка однолинейной схемы

На основании рассмотренных вариантов исполнения ПС в диссертации выбрана установка КТПМ 35/10 кВ с вакуумными выключателями со стороны высокого и низкого напряжения.

Схема РУ 35 кВ принята – 35-5АН мостик с выключателями в цепях трансформаторов [33].

Схема РУ 10 кВ – 10-1 одна секционированная выключателем система шин[33].

8.3 Выбор оборудования

В выбранной КТПМ устанавливаются выключатели VD-4 фирмы АВВ.

8.3.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Вакуумные выключатели VD4 на номинальное напряжение 35 кВ предназначены для внутренней установки в распределительных устройствах с воздушной изоляцией [2]. Их коммутационная способность достаточна для того, чтобы выдержать все условия, возникающие при коммутации оборудования в нормальном и аварийном режимах работы, в частности при коротких замыканиях, в пределах их технических параметров.

Вакуумные выключатели особенно выгодно использовать в сетях с большой частотой коммутаций в рабочем диапазоне токов и/или там, где предполагается определенное количество операций отключения токов короткого замыкания. Выключатели VD4 уместно использовать для АПВ, они имеют исключительно высокую эксплуатационную надежность и большой жизненный цикл [2].

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (38)$$

- номинальный ток:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}. \quad (39)$$

- максимальный рабочий ток

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (40)$$

Проверяются выключатели по следующим параметрам:

- отключающая способность:

$$I_{\text{п о}} \leq I_{\text{откл ном}}, \quad (41)$$

где $I_{\text{п о}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{откл ном}}$ – номинальный ток отключения.

- включающая способность

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п о}}. \quad (42)$$

- электродинамическая стойкость

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (43)$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ - наибольший ток электродинамической стойкости выключателя (предельный сквозной ток);

$i_{\text{уд}}$ - ударный ток КЗ.

- возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ

$$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}}, \quad (44)$$

где $i_{\text{аном}}$ - номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t ;

$i_{\text{ат}}$ - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов t .

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени расхождения контактов выключателя определяется по выражению:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{отклном}} \cdot \frac{\beta}{100}, \quad (45)$$

где $I_{\text{отклном}}$ - номинальный ток отключения выключателя;

β - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

Аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов.

- проверка по термической устойчивости выключателя:

$$V_T \geq V_k \text{ или } I_T^2 \cdot t_T \geq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (46)$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о.}} + t_{\text{р.з.}}$;

$t_{\text{с.в.о.}}$ - собственное время отключения выключателя;

$t_{\text{р.з.}}$ - время работы релейной защиты.

В таблице 34 приведено сравнение каталожных и расчетных данных, а так же условия их выбора.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя марки VD-4 3612-25

Каталожные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 36 \text{ кВ}$	$U_{сети.ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max \text{ раб}} = 370 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max \text{ раб}}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{n0} = 7.3 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 18 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{y\delta}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{n0} = 7.3 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{n0}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \beta I_{откл} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 25 = 14.14$	$i_{at} = 3,88 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{at}$
Предельный сквозной ток	$i_{пр.скв} = 63 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 18 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{y\delta}$
Термическая стойкость,	$I_{тер}^2 t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875$	$B_k = 58 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$

По результатам сравнения видно, что выбранный выключатель проходит по всем параметрам.

Для установки в ЗРУ 10 кВ ПС «Пермская» КРУ D12-Р, производства Таврида электрик с вакуумными выключателями VD4 компании АВВ [2].

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН определяется для наиболее загруженного выключателя – трансформаторного, в режиме 140% загрузки трансформатора. Ток по стороне НН составляет 1295 А. сравнение всех каталожных данных приведено в таблице 35.

Таблица 35 – Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя VD4/P 12.06.25.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 1295 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 63 \text{ кА}$	$I_{уд} = 58,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 1657 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 23,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 23,5 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{АНОРМ} = 79,9 \text{ кА}$	$i_{Ат} = 12,4 \text{ кА}$	$i_{Ат} \leq i_{АНОМ}$

По результатам сравнения видно, что выбранный выключатель проходит по всем параметрам.

8.3.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

Для КТПМ со стороны 35 кВ выбираем разъединители РГ-35/1000 УХЛ 1

Расчётные данные по разъединителям 35 к В сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчетных данных разъединителей 35 кВ.

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сети.ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max.раб} = 370 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max.раб}$
Предельный сквозной ток	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,3 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$	$B_k = 162 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$

8.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока.

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

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (47)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

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

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_K, \quad (48)$$

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

В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаем трехканальные щитовые цифровые амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии.

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	0,6	0,6
Ваттметр	СР3020	5	-	5
Варметр	СР3020	5	-	5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ - 302	9	9	9
ИТОГО		19,6	9,6	19,6

На стороне ВН используем ТТ предусмотренные конструкцией КРУ - АСН-36 [35]. Трансформаторы тока АСН-36 являются однофазными трансформаторами опорного типа с литой изоляцией, выполненной из специального компаунда. Компаундное литье выполняет одновременно функции изолятора и несущей конструкции. [35]. Его параметры приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Основные паспортные параметры АСН-36.

Характеристики	АСН-36
наибольшее рабочее напряжение, кВ	36
номинальные токи первичной обмотки, А	100...2500
номинальные токи вторичной обмотки, А	5 (1 или 2
классы точности	0,2; 0,5; 1,0; 5Р; ЮР
номинальная нагрузка, В А	5 ... 100
предельная кратность	5;10; 15; 20
номинальная частота, Гц	50 или 60
масса, кг	51
габаритные размеры, мм	405x354x210

Максимальное допустимое сопротивление нагрузки ТТ равно 4 Ом.

Суммарное сопротивление приборов равно:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{19,6}{5^2} = 0,96 \text{ Ом}, \quad (49)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Сечение провода должно быть не менее:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot 85}{1} = 2,38, \text{ мм} \quad (50)$$

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

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

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 5 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{5} = 0,48 \text{ Ом}.$$

Принимая переходное сопротивление контактов равным $R_k = 0,05 \text{ Ом}$ получим суммарное фактическое сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k = 0,96 + 0,48 + 0,05 = 1,49 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 39.

Таблица 39 - Сравнение каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_P = 370 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$S_2 = 100 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} = 19,6 \text{ ВА}$	$S_{\text{приб}} \leq S_2$
$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 18,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,49 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 162 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq В_K$

По результатам сравнения видно, что выбранные трансформаторы подходят по всем параметрам.

Трансформаторы тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Вторичная нагрузка приборов, устанавливаемых для измерений на стороне НН проектируемой ПС приведена в таблице 40.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	0,6
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ - 302	9	-	9
ИТОГО		9,6	0	9,6

На стороне НН принимаем к установке ТТ ТРУ-4 [7]. Его параметры приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Основные параметры ТТ ТРУ-4.

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	4-12
Номинальная частота переменного тока, Гц	50
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальный первичный ток, А	1500
Номинальная вторичная нагрузка, В·А	30
Односекундный ток термической стойкости, кА	63
Ток электродинамической стойкости, кА	160

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично. По исходным данным получаем, что - допустимое сопротивление нагрузки выбранного ТТ при токе вторичных цепей 5 А составляет $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$.

Суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне НН равно:

$$\Sigma r_{приб} = \frac{\Sigma S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{9,6}{5^2} = 0,38 \text{ Ом}, \quad (51)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 6}{4} = 0,042 \text{ Ом}.$$

Принимая переходное сопротивление контактов равным $R_k = 0,05 \text{ Ом}$ получим суммарное сопротивление нагрузки на ТТ по стороне НН:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k = 0,38 + 0,042 + 0,05 = 0,472 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 42.

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

Таблица 42 - Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ ТРУ-4

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 1295 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,472 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 108 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 170 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq V_K$

8.3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

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

Трансформаторы напряжения выбираются по условиям, приведённым в таблице 43.

Таблица 43- Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения.

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

Примечание: $S_{НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;
 $S_{2расч}$ - нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

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

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения UCSF-36 [34]. Вторичная нагрузка ТН 35 кВ представлена в таблице 44.

Таблица 44 - Вторичная нагрузка одного ТН 35 кВ.

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число приборов	$S\Sigma$, ВА
Вольтметр	ЩП 120П-4,0- 220 ВВУ	5,5	1	5,5
Частотомер	СС 3020-Н	4	1	4
Ваттметр	СР3020	5	2	10
Варметр	СР3020	5	2	10
Счетчик активной энергии	СЕ302	9	2	18
Счетчик реактивной энергии	СЕ302	9	2	18
Итого				65,5

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 45.

Таблица 45 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 600 \text{ ВА}$	$S_P = 65,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10 УХЛ1 [17]. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 46.

Таблица 46 – Максимальная вторичная нагрузка ТН 10 кВ.

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	Число приборов	$S_{\Sigma},$ ВА
Вольтметр	ЩП 120П-4,0-220 ВВУ	5,5	1	5,5
Счетчик активной энергии	СЕ302	9	9	81
Счетчик реактивной энергии	СЕ302	9	9	81
Итого				167,5

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 47.

Таблица 47 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 167,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

8.3.5 Выбор и проверка ТСН

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

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

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$, тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}, \quad (52)$$

где $\kappa_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст}$ – установленная активная мощность с.н.;

Активная и полная нагрузки с.н. по [25] проектируемой ПС приведены в таблице 48.

Таблица 48 – Нагрузка с.н. проектируемой ПС.

№	Тип оборудования	Мощность с.н. P, кВт	Полная мощность с.н., S, кВА	Примечание
1	Состав охлаждения ТДН 16000/35	3,2	3,8	На 2 трансформатора
2	Подогрев КРУ 10 кВ	20	20,0	На 20 ячек 10 кВ
3	Отопление, освещение вентиляция ОПУ	60	70,6	
4	Освещение	6	6,0	На три ячейки
	ИТОГО	89,2	100,4	

По суммарной мощности собственных нужд получим расчётную мощность трансформатора

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 100,4 = 80 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТЛС – 100/35. При отключении одного из них второй может полностью обеспечить требуемую нагрузку.

8.3.6 Выбор ограничителей перенапряжения

ОПН – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозových и внутренних перенапряжений.

Для выбора ОПН определяется энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (53)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается в соответствии с [23].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, [23];

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (54)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \quad (55)$$

На стороне 35 кВ ПС выбирается ОПН-РК-35/40.5-10-760 УХЛ1 , с классом напряжения 35 кВ, для которых $U_{ост} = 40,5$ кВ, $U = 100$ кВ, волновое сопротивление провода, принимается 50 Ом, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 35 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{100 - 40,5}{50} \cdot 40,5 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 15,31 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}},$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{15,31}{35} = 0,4.$$

ОПН проходит по всем параметрам с учётом 1 класса по энергоёмкости до 1,1 кДж/кВ. Основные характеристики ОПН-РК-35/40.5(42)-10-760 УХЛ1 которого представлены в таблице 49 [12].

Таблица 49 – Основные характеристики ОПН РК-35.

Наименование параметра	Значение параметра	
	2	3
1		
Тип ограничителя ОПН-РК-Х/Х-10-760 УХЛ1	35/40.5	35/42.0
Класс напряжения сети, кВ	35	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение (Унд), кВ	40.5	42.0
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100	100
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10

1	2	3
Остающееся напряжение на ОПН, не более, кВ:		
при коммутационном импульсе тока		
250 А, 30/60 мкс	92.7	95.8
500 А, 30/60 мкс	95.2	98.3
1000 А, 30/60 мкс	100.0	103.4
при грозовом импульсе тока		
5000 А, 8/20 мкс	112.8	116.4
10000 А, 8/20 мкс	122.0	126.0
20000 А, 8/20 мкс	137.9	142.4
при крутом импульсе тока		
10000 А, 1/10 мкс	140.3	144.9
Классификационный ток, амплитуда, мА	2.0	2.0
Классификационное напряжение Укл, действующее значение, не менее, кВ	48.3	50.1
Ток проводимости I _{пр} при Унд, действующее значение, мА, не более	1.0	1.0
Пропускная способность, А, для прямоугольных импульсов тока 2000 мкс	760	760
Удельная энергия при приложении одного импульса тока пропускной способности, кДж/кВ, не менее	3,9	3,9
Ток взрывобезопасности, кА	40	40
Длина пути утечки, мм, не менее	1250	1250
Масса, кг, не более	9.0	9.0
Высота, мм, не более	605	605

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых $U_{ост} = 43$ кВ, $U = 60$ кВ, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 10 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{60-43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт.}$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,1 \text{ кВт/кВ.}$$

Выбирается ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом 2 энергоёмкости (до 1,4 кДж/кВ), [12]. Основные характеристики которого представлены в таблице 50.

Таблица 50 – Основные характеристики ОПН 10 кВ

Наименование параметра	ОПН-РВ/TEL-
	10/12,6
1	2
1. Класс напряжения сети, кВ	10
2. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12,6
3. Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	5
4. Пропускная способность, А	250
5. Остающееся напряжение, кВ, не более:	
- при коммутационном импульсе тока	
125 А, 30/60 мкс	32,7
250 А, 30/60 мкс	33,8
500 А, 30/60 мкс	35,2
- при грозном импульсе тока	40,2

Наименование параметра	ОПН-РВ/ТЕЛ-
	10/12,6
1	2
2500 А, 8/20 мкс 5000 А, 8/20 мкс 10000 А, 8/20 мкс - при крутом импульсе тока 10000 А, 1/10 мкс	43,0 47,3 54,4
6. Классификационное напряжение, не менее, кВ, при амплитуде классификационного тока через ОПН 1,0 мА	15,4
7. Ток проводимости, мА, не более (действующее значение)	0,3
8. Максимальная амплитуда большого импульса тока 4/10 мкс, кА	65
9. Удельная энергия при приложении одного импульса тока пропускной способности, кДж/кВ, не менее	1,4
10. Ток взрывобезопасности, кА	10

Выбор ошиновки в КРУ 35 кВ и 10 кВ дополнительно не выполняется, так как они входят в состав КРУ, подходящих по всем параметрам.

Таким образом, выбрано основное оборудование для проектируемой ПС. С учётом выбранных типов оборудования составлена подробная однолинейная схема ПС.

Таким образом, выполнен выбор оборудования на проектируемую ПС Пермская, и разработан план размещения оборудования на территории ПС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной диссертации рассмотрены вопросы присоединения ПС Пермская, от которой предполагается электроснабжение одной из площадок ТЭСЭР Комсомольск-на-Амуре - Парус.

В диссертации решены следующие задачи:

- проведен структурный анализ действующей сети;
- проведена оценка состояния существующего оборудования и оценено наличие резервов мощности для подключения потребителей;
- составлено четыре возможных вариантов развития электрической сети;
- выбраны типы схем РУ подстанций;
- рассчитана необходимость установки компенсирующих устройств;
- произведен выбор сечений проводов линий электропередач для каждого варианта;
- выбраны число и мощности силовых трансформаторов;
- отобраны два конкурентоспособных варианта конфигураций электрических сетей по наименьшей длине воздушных линий и количеству выключателей на подстанции;
- для двух наиболее дешёвых вариантов рассчитаны и проанализированы установившиеся нормальные и послеаварийные режимы;
- по двум вариантам произведён расчет капитальных вложений, эксплуатационных издержек и среднегодовых эксплуатационных затрат, в результате чего выбран оптимальный вариант электрической сети;
- рассмотрено несколько вариантов исполнения проектируемой ПС с учётом максимального использования инновационных технологий и выбран оптимальный;
- выполнен расчёт токов короткого замыкания;
- спроектирована ПС 35/10 Пермская с применением инновационных технологий, позволяющих уменьшить площадь ПС, сроки её строительства и капитальные вложения в целом.

- рассмотрены инновационные варианты строительства ЛЭП 35 кВ для подключения проектируемой ПС.

Проектирование производилось с учетом природно-климатических условий. При расчетах использовались программы MS Excel и «RASTRWIN».

Результаты расчета технико-экономических показателей проекта, анализ потерь мощности в проектируемой сети, анализ напряжений в нормальном и послеаварийных режимах на соответствие допустимым отклонениям напряжений по требованиям ГОСТ 32144-2013, позволяют сделать вывод о том, что развитие сети по выбранному варианту является технически осуществимым и экономически эффективным.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. АО «Дальневосточная генерирующая компания». Сайт Корпоративный энергетический университет. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.keu-ees.ru/komandy-tes2015/dal-nevostochnaja-generirujushhaja-kompanija>
2. Вакуумные выключатели среднего напряжения. Сайт компании АBB. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://library.e.abb.com/public/ca64a861e65740de9e4c4ec772fe8297/CA_VD4-50kA\(RU\)V_1VCP000001_DigiPrint.pdf](https://library.e.abb.com/public/ca64a861e65740de9e4c4ec772fe8297/CA_VD4-50kA(RU)V_1VCP000001_DigiPrint.pdf)
3. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введён 2014-07-01. – М.: Изд-во Стандартиформ. – 2014.
4. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети. / В.И. Идельчик. – Учебник для ВУЗов. – М.: Книга по Требованию, 2012.
5. Инструкция по организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, Утвержденная Приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. N 326.
6. Инструкция по эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6, 10, 15, 20 и 35 кВ под ред. Королёва С.Г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.elcable.ru/product/appl/instrukzia.pdf>
7. Комплектные распределительные устройства напряжением 6-10 кВ «Классика» серии D-12P [Электронный ресурс] <http://etz-vektor.ru/products/switchgears-kru-6-10-35-kv/switchgears-series-d-12p-pl/description/>
8. Комплектные трансформаторные подстанции модульные типа SKP напряжением 35/6(10) кВ. Официальный сайт ЭТЗ Вектор [Электронный

ресурс]. – Режим доступа: http://etz-vektor.ru/products/modular-package-transformer-substations-ktp/ktpm-35-6-10-kv-series-skp/documentation/tech_opisanie.pdf

9. Комсомольской ТЭЦ-1 – 60 лет. Интерэнерго. [Электронный ресурс] Режим доступа <http://ieport.ru/news/23289-komsomolskoj-tyec-1-60-let.html>

10. Комсомольская ТЭЦ-3. Материал из Википедии — свободной энциклопедии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D1%81%D0%BE%D0%BC%D0%BE%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%A2%D0%AD%D0%A6-3

11. 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.

12. Ограничители перенапряжений нелинейные. Официальный сайт Таврида электрик. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/Product/OvervoltageStop/10Uh1/>

13. Одобрены ещё два резидента ТОСЭР «Комсомольск» Интернет портал ДВ новости [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.dvnovosti.ru/komsomolsk/2016/01/30/45939/>

14. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru> – 13.11.2015 г.

15. Официальный сайт АО «ДРСК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drsk.ru/> – 13.11.2015 г.

16. Официальный сайт ДВГУПС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/OSNFUN/MEX_GR/METHOD/KLIMAT/Klimat1.htm

17. Официальный сайт Раменского электротехнического завода Энергия. ТН 10 кВ [Электронный ресурс] <http://www.ramenergy.ru/products/nami-10-95/>

18. Официальный сайт Хомовэлектро [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://khomovelectro.ru/catalog/komplektuiuschie-dlya-krm/vysokovoltnye-trekhfaznye-kondensatory.html>

19. 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.

20. Постановление Правительства РФ от 25 июня 2015 г. N 628 "О создании территории опережающего социально-экономического развития "Комсомольск"

21. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 488 с.

22. Применение СПЭ-кабелей (с изоляцией из сшитого полиэтилена). Сайт Энергетика оборудование документация [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://forca.ru/stati/kabeli/primenenie-spe-kabeley-s-izolyaciey-iz-sshitogo-polietilena.html>.

23. РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009. – 353 с.

24. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» - М.:ЭНАС, 2012.-302 с.

25. Рожкова Л.Д., Козулин В.С, Электрооборудование станций и подстанций – третье издание, переработанное и дополненное. – М.:Энергоатомиздат, 2007.- 649с.

26. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2009. – 238 с.

27. СО 153-34.20.118-2013 «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем» [Электронный ресурс]: утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2013 года №281. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

28. Стальные многогранные опоры. Официальный сайт ООО Электропоставка. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/stal-mnogogran-opor/>

29. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича и др.-3-е изд., перераб. и доп.-М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2012.

30. Стационарные КРУЭ с силовым выключателем, тип NXPLUS до 40,5 кВ, с элегазовой изоляцией. [Электронный ресурс] Режим доступа: https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/sitecollectiondocuments/en/mv/swit chgear/gas-insulated/nxplus/catalogue_nxplus_ru.pdf

31. Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tek.khabkrai.ru/Programmy/26/O-programme>

32. Схема развития распределительных электрических сетей 35-110 кВ Хабаровского края на период до 2020г. с учётом перспективы до 2025г. Инв. 3831-ЭЭС-т.1 г. Владивосток 2011 г.

33. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.30.010-2008.

34. Трансформаторы напряжения UCN-36, UCS-36, UCSF-36. Сайт Торговый Дом СпецТехноРесурс [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.td-str.ru/file.aspx?id=1815>

35. Трансформаторы тока АСФ-36, АСН-36 Сайт Торговый Дом СпецТехноРесурс [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.td-str.ru/file.aspx?id=1817>

36. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ. СТО

56947007-29.240.014-2008 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС»
2008 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf>

37. Уровень Инфляции в Российской Федерации// Уровень инфляции:
URL:<http://уровень-инфляции.рф> (дата обращения: 05.06.16)

38. Федеральный закон от 29.12.2014 г. № 473-ФЗ О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации

39. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ А.И. Попова и др. - М. : Издательство МЭИ, 2012. – 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт токов короткого замыкания