

**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  
Магистерская программа

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Савина Н.В.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Проектирование оптимальной схемы развития электрической сети территории опережающего развития Ракитное в Южной промзоне города Хабаровск

Исполнитель

студент группы 4420м \_\_\_\_\_ А.Е. Клещиков

Руководитель

доцент к.т.н., \_\_\_\_\_ А.Н. Козлов

Руководитель

магистерской программы  
доцент к.т.н., \_\_\_\_\_ Н.В. Савина

Нормоконтроль

\_\_\_\_\_ А.Н. Козлов

Рецензент

\_\_\_\_\_

Благовещенск 2016





## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 76 страниц, 18 таблиц, 6 рисунков, 21 формулу.

ПОДСТАНЦИЯ, ЛИНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, СХЕМА, ИЗДЕРЖКИ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА.

В работе проведено проектирование подключения вновь создаваемой подстанции для электроснабжения к существующим г. Хабаровска с соблюдением необходимого уровня надежности и качества электроснабжения потребителей, а также с точки зрения эффективности использования электросетевого комплекса.

Цель работы - характеристика энергорайона. Разработка конкурентоспособных вариантов электрической сети. Выбор оптимального варианта электрической сети. Расчет и анализ установившихся режимов. Регулирование напряжения в сети. Техничко-экономические показатели проекта.

Расчёт режимов электросети проведён при помощи ПК RastrWin.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Климато-географическая характеристика района проектирования	10
2 Структурный анализ электрической сети района проектирования	14
2.1 Анализ источников питания	15
2.2 Характеристика существующей электрической сети	16
3 Разработка возможных вариантов конфигураций электрической сети и отбор конкурентно способных вариантов	20
3.1 Принципы построения сети	20
3.2 Разработка возможных вариантов конфигураций электрической сети	21
3.3 Выбор класса номинального напряжения	25
3.4 Выбор компенсирующих устройств	26
3.5 Выбор проводников по экономическим токовым интервалам	27
3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	28
3.7 Отбор конкурентно способных вариантов развития сети	30
4 Расчёт и анализ установившихся электрических режимов	34
4.1 Показатели анализа установившихся режимов	34
4.2 Расчёт и анализ нормального режима	36
4.3 Расчёт и анализ режима 1 варианта	40
4.4 Расчет и анализ режима 2 варианта	42
5. Принципы проектирования цифровой подстанции	43
5.1. Введение	43
5.2. Описание	45
5.3 Элементы ПАК ЦПС	36
5.4.Цели создания ЦПС	45
5.5. Двухэтапность реализации ЦПС	55
6 Выбор оптимального варианта электрической сети	56

6.1 Порядок выбора оптимального варианта электрической сети	59
6.2 Расчёт капитальных вложений в ЛЭП и ПС	60
6.3 Расчёт эксплуатационных издержек	61
6.4 Расчёт технико-экономических показателей проекта	63
7. Концепция безопасности производства работ на ПС «Заводская».	
Экологичность и ЧС	64
Заключение	
Библиографический список	74

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ОРУ–открытое распределительное устройство;

РУ–распределительное устройство;

ПС–подстанция;

ЦПС- цифровая подстанция;

АСУ ТП - Автоматизированная система управления технологическим процессом

КУ–компенсирующее устройство;

ВН – высокое напряжение;

ЛЭП–линия электропередачи;

ВЛ–воздушная линия;

Тр-р–трансформатор

## ВВЕДЕНИЕ

Хабаровский край по примеру других дальневосточных регионов продолжает формировать территории опережающего развития, которые должны привлечь инвесторов и стать точками роста их бизнеса. Одной из таких площадок станет ТОР «Ракитное», ядро которой расположено рядом с селом Ракитное в Южной промзоне Хабаровска. Впервые эту площадку в качестве потенциальной ТОР стали рассматривать летом этого года. В своем первоначальном варианте проект ТОР представлял собой территорию площадью 192 га рядом с селом Ракитное (население около 2,5 тыс. человек). В 5 км от территории находится железная дорога, до аэропорта отсюда 22 км, до федеральной трассы 8 км, а расстояние от Ракитного до Находки составляет 560 км. Предполагаемые затраты на инфраструктуру составляют 923 млн. руб., в том числе 50 млн руб. на газоснабжение, 430 млн руб. на электроснабжение, 14 млн руб. на водоснабжение и еще 12 млн руб. на водоотведение. Также в 417 млн. руб. оценивается железнодорожная ветка от Транссиба.

Территория разделена на два участка по 69 и 125 га, поставленных на кадастровый учет. «Сейчас ведется работа минимущества по переводу участков из земель сельхозназначения в землю промышленности, транспорта и связи, получено согласие о включении земельного участка в состав территории сельского поселения, предстоит плановая работа по внесению соответствующих изменений в градостроительный план и план территории и застройки»,— рассказал на прошедшем в октябре совещании о судьбе ТОР замминистра имущественных отношений края Артур Гаркуша. Как поясняет начальник отдела архитектуры и градостроительства администрации Хабаровского района Валерия Гришина, земельный участок входит в санитарно-защитную зону юго-восточного промышленного узла Хабаровска и на нем запрещено заниматься сельскохозяйственной деятельностью. Поэтому в соответствии с утвержденной схемой территориального

планирования Хабаровского муниципального района данные территории рассматривались как зоны для развития промышленных.

Сейчас территории, входящие в первоначальную схему ТОР «Ракитное», представляют собой чистое поле. Однако рядом есть промышленная площадка — между соседним селом Ильинка и Юго-восточным промузлом, который имеет определенную инженерную инфраструктуру. Раньше там располагалась птицефабрика «50 лет СССР», на территории которой построена ГРС-1. Рядом находится ТЭЦ-1 и ее золоотвал, эти земли энергетики предполагают и дальше использовать под отвалы, построив новую буферную станцию. В проекте ТОР среди специализаций значатся производство стройматериалов и электротехнической продукции, мелкосерийное машиностроение, фармацевтика, пищевая промышленность и логистика. Среди первых заинтересовавшихся площадкой инвесторов сразу два являются пищевиками. Первый — ООО «АП Компания ДВ», которое занимается выращиванием шампиньонов в Еврейской автономной области.

Окончательно решивших войти на изначально запланированную площадку ТОР пока нет, поэтому деятельные инвесторы на присоединенной территории могут стать магнитами для новых инвестиций. Среди таких «якорных» инвесторов — компания «ТехноНИКОЛЬ», которая строит уже вторую очередь завода «Базалит-ДВ» и планирует третью очередь, которая станет целым индустриальным парком и увеличит промышленную территорию завода до 50 га. Также планирует начать строительство второй очереди производитель подвижных строительных конструкций ООО «ДорХан 21 Век — Хабаровск» (подразделение ГК DoorHan), которое тоже хочет развернуть на площади 6,9 га свой индустриальный парк. В 2015 году начнет строительство электрометаллургического завода ООО «Торэкс», которое рассчитывает выйти на производственные мощности к 2017 году. Также на промышленной площадке работают СК «Агроэнерго», ЗАО

«Хабаровский завод строительных алюминиевых конструкций»,  
производитель кирпича ООО «СамСтрой».

## 1 КЛИМАТО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Хабаровский край граничит на юге с Приморским краем, на юго-западе – с Еврейской АО (ЕАО), на западе – с Амурской областью, с Республикой Саха (Якутия) - на севере и северо-западе.

Хабаровский край – один из самых крупных регионов Дальнего Востока (788 тыс. км<sup>2</sup>), население которого составляет около 1,4 млн. человек. По сравнению с 1995г. уменьшение численности населения в крае составило около 197 тыс. человек (или ~12%) по причине миграционного оттока населения за пределы края и превышения смертности над рождаемостью.

Территория края, охваченная централизованным электроснабжением (с численностью населения ~ 1,35 млн. чел) составляет около 35 % от всей площади края.

Ведущими секторами экономики Хабаровского края является промышленность (~ 20%), транспорт и связь (~ 20%), торговля и строительство.

Основными отраслями специализации промышленности являются: топливно-энергетический комплекс (~ 25%), машиностроительный комплекс (~ 20%), добыча полезных ископаемых (~ 13%), металлургическое производство (~ 12%), лесозаготовка и деревопереработка (свыше 12%), производство пищевых продуктов (~ 10%).

Территория края заселена и освоена неравномерно. Подавляющая часть социально-экономического и демографического потенциала приходится на Амурскую долину. На остальной части территории - разреженная сеть поселений и небольших экономических центров вдоль побережья моря и очаги освоения во внутренних горных районах.

Через территорию края проходят две крупнейшие железнодорожные магистрали федерального значения: Транссибирская – с выходом через территорию Еврейской АО и Хабаровского края на морские порты Приморья

и Байкало-Амурская (БАМ) – с выходом на морские порты Хабаровского края: Ванино и Советская Гавань.

Около трех четвертей площади края занимают горы и плоскогорья, кото-рые образуют обширные системы и хребты Сихотэ-Алинь, Джугджур, Баджал, Хинган и другие. Максимальная высота гор – 2933 м. Самое большое равнин-ное пространство – Среднеамурская равнина, расположенная в бассейне Амура между городами Хабаровск и Комсомольск-на-Амуре. Равнинные пространства сильно заболочены. В целом по краю болота занимают 10,6 % земельного фонда.

Население края на 1 января 2013 г. составило 1 342 083 человек.

Климатические условия меняются при движении с севера на юг, зависят также от близости к морю и от формы и характера рельефа. Средняя темпера-тура января от -22 °С на юге и до -40 °С на севере, на побережье от -18 °С до -24 °С. Средняя температура июля на юге +20 °С, на севере около +15 °С. Годо-вая сумма осадков колеблется от 400 - 600 мм на севере и до 600 - 800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге края до 90 % осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе.

**Район по гололеду- 2**

**Район по ветровому давлению – 3**

**T<sub>min</sub> – (-43 °С)**

**T<sub>max</sub> – (+40 °С )**

**Климат умеренный, муссонный, влажность воздуха: 78 %**

**Среднегодовая продолжительность гроз на части территории края больше 10 часов, а на части территории превышает 40 часов. Удельная плотность ударов молнии в землю q варьируется от 1 и менее до 4 (1/(км<sup>2</sup> год)).**

**Характеристика грунтов и почв:**

Около трех четвертей площади края занимают горы и плоскогорья, кото-рые образуют обширные системы и хребты Сихотэ-Алинь, Джугджур,

Баджал, Хинган и другие. Максимальная высота гор – 2933 м. Самое большое равнин-ное пространство – Среднеамурская равнина, расположенная в бассейне Амура между городами Хабаровск и Комсомольск-на-Амуре. Равнинные пространства сильно заболочены. В целом по краю болота занимают 10,6 % земельного фонда.

## 2 СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### 2.1 Анализ источников питания

Территорию Хабаровского края обслуживает энергосистема (ЭС) Хабаровского края и Еврейской автономной области (ЕАО) (далее также «энергосистема Хабаровского края»), в состав которой входит Объединённый энергорайон (ОЭР) и изолированно работающий Николаевский энергорайон. Присоединение Николаевского энергорайона к сетям энергосистемы края планируется к 2025 г.

ОЭР энергосистемы Хабаровского края и ЕАО входит в состав Объединённой энергосистемы Востока (ОЭС Востока).

В состав ОЭС Востока кроме ЭС Хабаровского края и ЕАО входят энергосистемы Амурской области, Приморского края и Южно-Якутский энергорайон (ЮЯЭР) энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Энергосистема Хабаровского края связана с двумя соседними энергосистемами, входящими в состав Объединённой энергосистемы Востока, следующими ВЛ:

с ЭС Приморского края:

- одной ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2
- тремя ВЛ 220 кВ: Приморская ГРЭС – НПС-36, Приморская ГРЭС – Бикин-тяга, Приморская ГРЭС – Розенгартовка-тяга
- одной ВЛ 110 кВ Приморская ГРЭС – Бикин.

с ЭС Амурской области (через сети, расположенные на территории Еврейской автономной области, граничащей с Хабаровским краем):

- двумя ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №№ 1, 2 (ПС 500 кВ Хабаровская расположена в п. Смидовичи на территории Еврейской АО);
- тремя ВЛ 220 кВ: Архара – Облучье с ответвлением на ПС 220 кВ Тарманчукан-тяга, Ядрин-тяга – Облучье (вдоль Транссиба) и Февральская –

Этеркан (вдоль БАМа). Сети Хабаровского края связаны с сетями Еврейской автономной области:

двумя ВЛ 500 кВ: Хабаровская – Хехцир-2 и Хабаровская – Комсомольская;

четырьмя ВЛ 220 кВ: 2 ВЛ Левобережная – РЦ, Волочаевка-тяга - РЦ и 2 ВЛ Хабаровская – Старт.

Источниками питания для проектируемой сети являются:

- Хабаровская ТЭЦ-3. Схема РУ 220 кВ - «Две рабочие секционированные системы шин с обходной», схема РУ 110 кВ - «Две рабочие секционированные системы шин с обходной»;

- Хабаровская ТЭЦ-1. Схема РУ 110 кВ - «Две рабочие секционированные системы шин с обходной»;

## **2.2 Характеристика существующей электрической сети.**

ПС 220/110/35/10 кВ «РЦ» - узловая подстанция на четыре уровня напряжения с двумя автотрансформаторами и двумя трехобмоточными трансформаторами. Схема РУ 220 кВ - «Одна рабочая секционированная система шин», схема РУ 110 кВ - «Одна рабочая секционированная система шин».

ПС 110/35/10 кВ «ГВФ» - с тремя распределительными устройствами с двумя трёхобмоточными трансформаторами. Схема РУ 110 кВ – «Мостик с выключателями в цепях линий»

ПС 110/35/10 кВ «Центральная» - с тремя распределительными устройствами с двумя трехобмоточными трансформаторами. Схема РУ 110 кВ - «Два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

ПС «Городская» (с ПС «Городская 1») 110/35/10 кВ включает в себя три распределительных устройства 110 кВ с двумя трехобмоточными трансформаторами и тремя двухобмоточными трансформаторами. Два распределительных устройства типа

«Мостик с выключателями в цепях линий» и одно типа «Блок линия-трансформатор с выключателем»

ПС 110/35/10 кВ «Южная» - с тремя распреедустройствами с двумя трехобмоточными трансформаторами. Схема РУ 110 кВ - «Две рабочие секционированные системы шин с обходной».

ПС «Хехцир» 220/110/10 кВ центр питания с двумя автотрансформаторами. Схема соединения РУ 220 кВ и 110 кВ – «Одна рабочая секционированная система шин с обходной».

ПС «Хехцир-2» 500/220/10 кВ с автотрансформатором связи и распределительным устройством 220 кВ со схемой соединения «Одна рабочая секционированная система шин»

Карта-схема сети с ПС Заводская показана на рисунке 1.

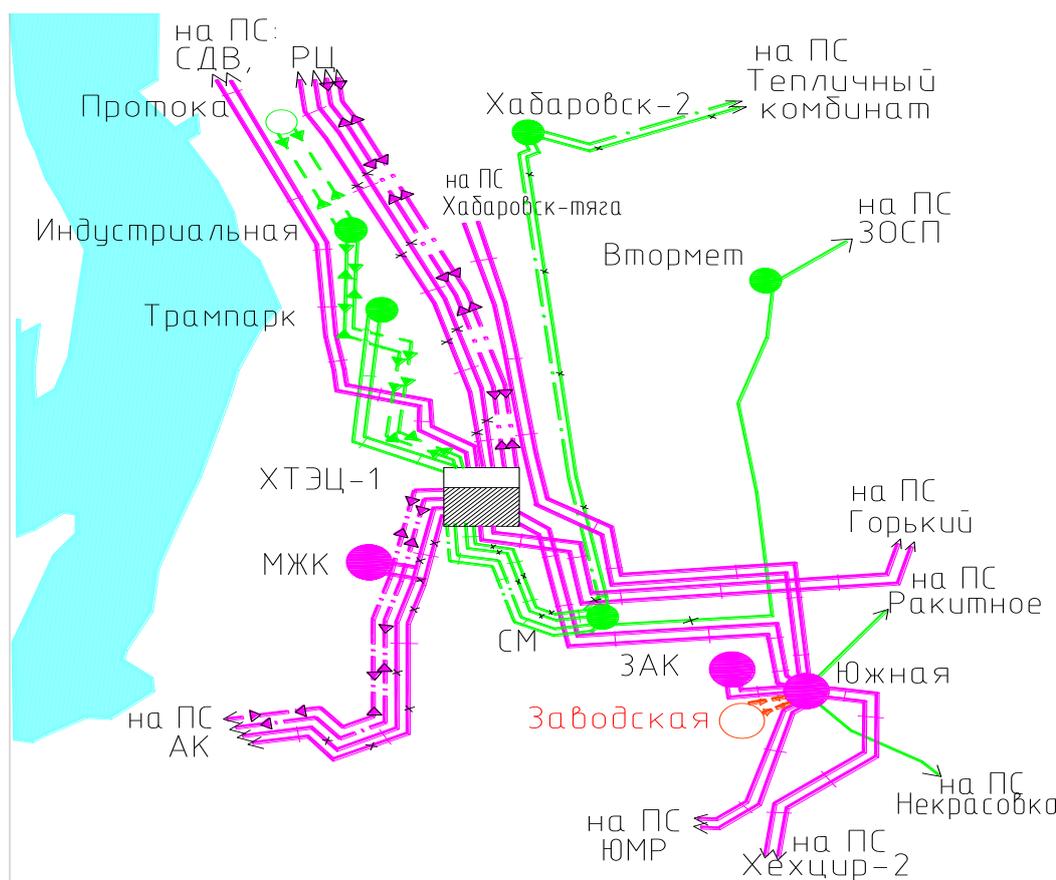


Рисунок 1 – Карта-схема существующей электрической сети г. Хабаровска с планируемым подключением ПС Заводская

Карта-схема базовой сети показана на рисунке 2.

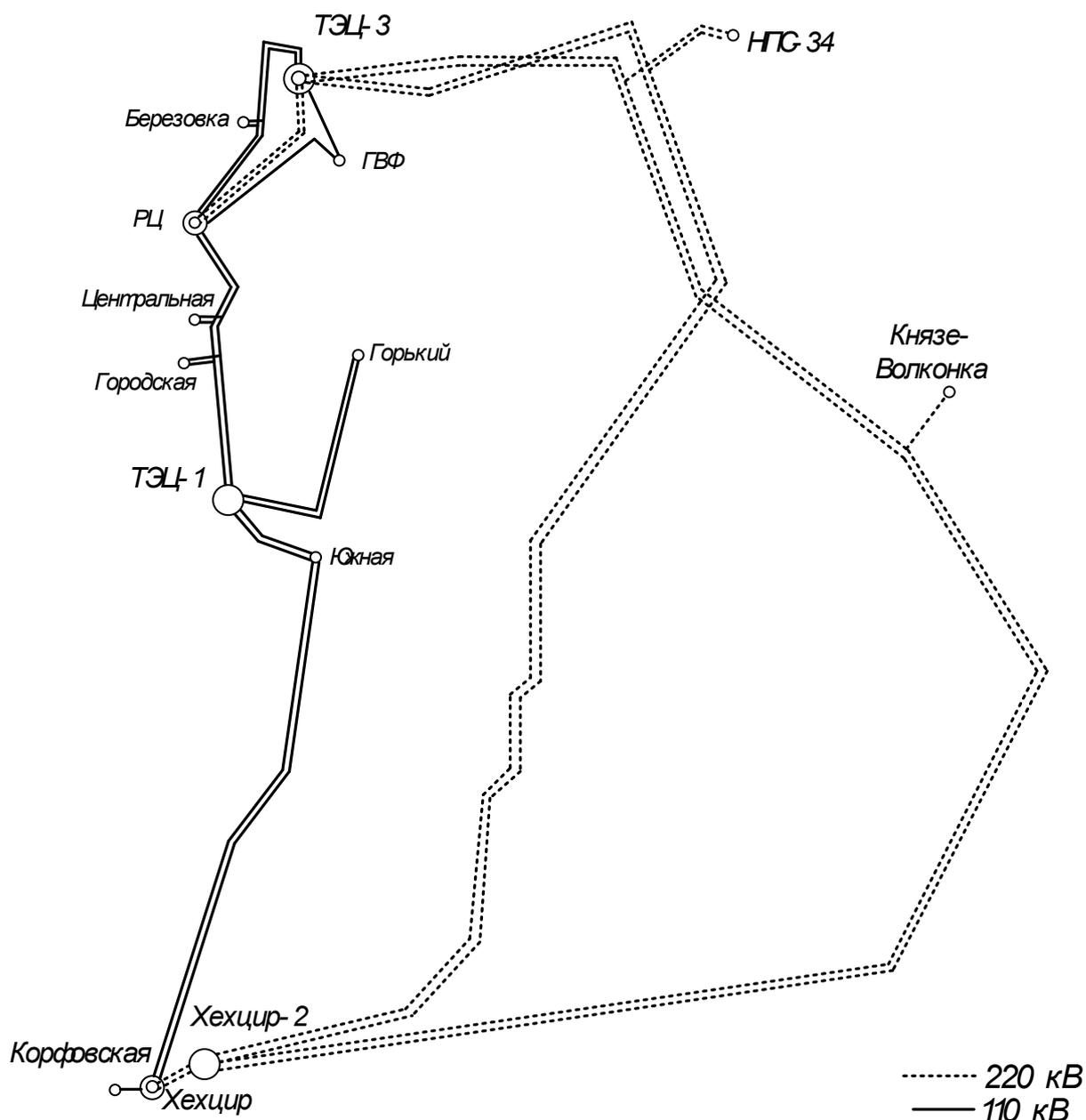


Рисунок 2 – Карта-схема существующей электрической сети г. Хабаровска

**Недостаточно надёжна схема выдачи мощности ХТЭЦ -1** в период летнего максимума (в работе 2 турбоагрегата, которые выдают мощность на шины 35 кВ и 2 – на 110 кВ) по следующим причинам:  
трансформаторы связи 110/35/6 кВ 2х63 МВА исчерпали нормативный срок службы, не обеспечивается работа РПН (регулирование под нагрузкой);  
в режимах летнего максимума (к.д.з.):

- в нормальном режиме поток мощности по двухцепной ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3 – РЦ превышает двойную экономическую, по ВЛ 110 кВ РЦ – ХТЭЦ-1 близок к двойной экономической, при снижении участия ТЭЦ-1 в покрытии графика электрической нагрузки ниже 140 МВт – превышает допустимый;

- загрузка АТ 220/110 кВ 63 МВА на ПС Хехцир достигает номинальной при отключении ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1 – Городская и ремонте АТ 220/110 кВ 125 МВА.

Не отвечает современным требованиям надёжности центр питания сети 110 кВ рассматриваемого района - ПС 220 кВ **РЦ**:

- превышен нормативный срок службы АТ №2 220/110 кВ 125 МВА, который эксплуатируется с 1987 г. (1972 г. выпуска), имеет износ 85% и находится в предаварийном состоянии;

- трансформаторы 110/35/6 кВ 2x40,5 МВА (1963г. и 1973г. выпуска) превысили нормативный срок службы и находятся в предаварийном состоянии; загрузка трансформаторов превышает нормируемую ПТЭ с учётом ожидаемого роста нагрузки в районе размещения ПС РЦ;

*реконструкцию ПС РЦ, предусматривает:*

- *замену трансформаторов 2x40,5 на 2x63 МВА,*
- *замену 2-го АТ 125 МВА на новый той же мощности;*
- *замену устаревшего морально и физически коммутационного оборудования РУ 110 и 220 кВ на современное с улучшенными технико-экономическими показателями: (выключатели – на элегазовые, горизонтально поворотные разъединители – на разъединители более надёжной конструкции);*

**Центральный** планировочный район:

Исчерпана пропускная способность электрических сетей 110-35 кВ, по которым обеспечивается питание центральной части города:

- загрузка действующих трансформаторов на ПС 110 кВ **Городская** превышает нормируемую ПТЭ на 210% - с учётом техусловий, выданных на присоединение новых потребителей за последние 3 года;

Недостаточно надёжна схема присоединения ПС 110 кВ: **Ц** и **Городская** - ответвлениями к двухцепной ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1 – РЦ, которая устарела морально и физически, так как эксплуатируется более 50 лет. Падение опоры на одном из участков этой ВЛ приведёт к погашению 2-х ПС центральной части города;

**Хабаровская ТЭЦ-1.** Установленная мощность 435 МВт. В период 2016-2020 годов планируется реконструкция турбин ст. №7-9 (2хТ-100-130 и 1хТ-100/120-130) с увеличением единичной мощности каждой из трёх турбин до 120 МВт. После окончания реконструкции к 2020 г. мощность ТЭЦ-1 составит 490 МВт.

**Хабаровская ТЭЦ-3.** Изменения установленной электрической мощности 720 МВт не прогнозируется. Среднегодовая располагаемая электрическая мощность составляет 712 МВт. Ограничения мощности имеют сезонный характер по причине недостатка охлаждающей способности циркуляционной системы.

Анализ данных показывает, что пропускной способности трансформаторов ближайшего к ТОРУ системного центра питания – ПС Южная не достаточно для электроснабжения от них ТОР на напряжении 6 или 35 кВ.

Питание ТОР от ПС 110 кВ ЗАК не предлагается к рассмотрению, так как эта ПС ведомственная, однотрансформаторная и также имеет недостаточную пропускную способность.

Исходя из ожидаемой нагрузки ТОР (110 МВт) и схемы электрических сетей 35-110 кВ, сформировавшейся в районе его размещения, для электроснабжения ТОР «Ракитное» предлагается сооружение собственного центра питания – ПС **Заводская**.

Схему внешнего электроснабжения ТОР Ракитное, предлагается выполнить на напряжении 110 кВ и 220 кВ ПС Заводская (2x80 МВА).

При этом требуется выполнить реконструкцию ПС Южная с расширением РУ 110 кВ на две линейные ячейки с выключателями, замена автотрансформатора на ПС Хехцир и замена провода АС 120 ХТЭЦ1-Городская-Центральная-РЦ на кабель сечением 300.

### 3 РАЗРАБОТКА ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ОТБОР КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ

Целью раздела является отбор наиболее экономически целесообразных вариантов электрической сети заданного района потребителей. 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 минимальным количеством выключателей.

#### 3.1 Разработка возможных вариантов конфигураций электрической сети и отбор конкурентно способных

##### 3.1.1 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.

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.) .

При разработке конфигурации вариантов сети используют следующие принципы:

- 1 Нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, по не менее двум независимым линиям и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на период автоматического включения резервного питания.
- 2 Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум отдельным линиям либо по двухцепной линии
- 3 Для электроприемника III категории достаточно питания по одной линии.
- 4 Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях
- 5 Разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки
- 6 В кольцевых сетях должен быть один уровень номинального напряжения.
- 7 Применение простых электрических схем распределительных устройств с минимальным количеством трансформации.
- 8 Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения
- 9 Магистральные сети имеют по сравнению с кольцевыми имеют большую протяжённость ВЛ в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ меньшую стоимость потерь электроэнергии; кольцевые сети более надёжны и удобны при оперативном использовании
- 10 Необходимо предусмотреть развитие электрических нагрузок в пунктах потребления
- 11 Вариант электрической сети должен быть технически осуществим, т. е. должны существовать трансформаторы, выполненные на рассматриваемую нагрузку и сечения линий на рассматриваемое напряжение.

### 3.1.2 Разработка, сравнение и отбор вариантов конфигураций сети

Замечание: для удобства работы в расчётных программах буквенные обозначения ПС заменены соответственными цифровыми.

В рамках данного проекта разработано два варианта.

Сравним эти варианты и выделим наиболее приемлемый.

В варианте №1 питание ПС «Заводская» (110/10 кВ) осуществляется от ПС 110/10 кВ «Южная». Линия 110 кВ «Южная - Заводская» двухцепная, протяженностью 0,87 км.

Карта-схема сети приведена на рисунке 3.

### Карта-схема электрической сети г.Хабаровска

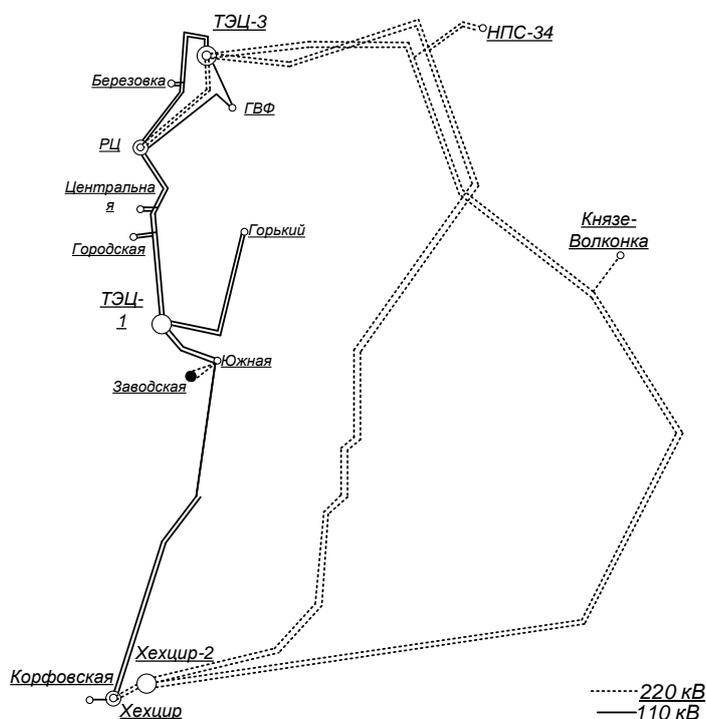


Рисунок 3 – Вариант подключения ПС «Заводская» № 1

Достоинством этого варианта является то, что двойная радиальная сеть за счет дублирования линии обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих ВЛ, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов КЗ в

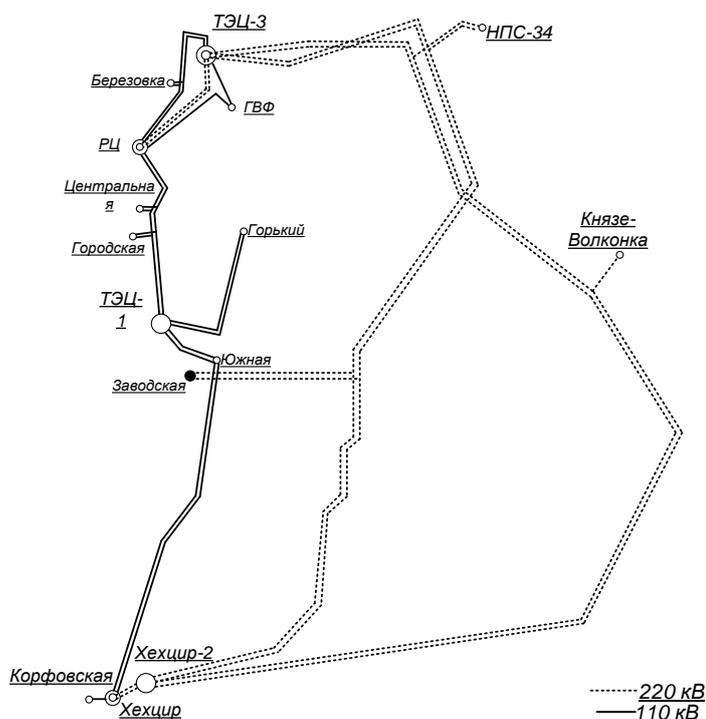
смежных участках сети, позволяет осуществлять четкое ведение режимов работы сети, обеспечивает возможность присоединения ПС по простейшим схемам.

Так как в варианте №1 сеть выполнена в виде замкнутой конфигурации, применим схему РУ ВН ПС «Заводская» - «4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». На ПС 110/10 кВ «Заводская» устанавливается два двухобмоточных трансформатора (по способу присоединения к сети ПС – тупиковая).

Для осуществления этого варианта необходима реконструкция РУ 110 кВ на ПС «Южная»: расширение на две ячейки 110 кВ.

В варианте №2 питание ПС «Заводская» осуществляем врезкой в двухцепную линию 220 кВ ХТЭЦ 3 – Хехцир 2. Линия 220 кВ «Узел ТОР-Заводская» - двухцепная, протяженностью 30,2 км. В рабочем состоянии секционный выключатель отключен. Карта-схема сети варианта №2 приведена на рисунке 4.

**Карта-схема электрической сети г.Хабаровска**





Так как схема соединения электрической сети по варианту №2 имеет замкнутую кольцевую конфигурацию, РУ 220 кВ ПС «Заводская» выполняем по схеме «4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

По способу присоединения к сети ПС «Заводская» будет отпаечной.

Для осуществления этого варианта необходимо в зависимости от выбранной схемы установка дополнительных порталных опор на линию 220 кВ ХТЭЦ 3 – Хехцир 2.

На данном этапе проектирования было необходимо определение рациональных уровней напряжений на участках

### 3.3. Выбор класса номинального напряжения

Выбор номинального напряжения является важным техническим этапом каждого проекта. Величина номинального напряжения влияет как на техническую, так и на экономическую часть проекта. С увеличением номинального напряжения сети увеличиваются капитальные затраты на ее сооружение, но за счет уменьшения потерь энергии снижаются годовые эксплуатационные расходы.

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

Рациональные уровни напряжений определяем по формуле Илларионова:

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1)$$

где  $l$  – длина участка, на котором определяется напряжение;

$P$  – поток мощности, передаваемый по этому участку.

$$U_{ном1} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{0.87} + \frac{2500}{\frac{110}{2}}}} = 40.156$$

**Для 1 Варианта выбираем напряжение 110 кВ**

$$U_{ном3} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30} + \frac{2500}{\frac{110}{2}}}} = 126.876$$

**Для 2 Варианта выбираем напряжение 220 кВ**

Таким образом, получаем напряжения для интересующих нас схем.

На основании вышеприведённого анализа я считаю необходимым оставить для детального сравнения схемы 1, 2.

### 3.4 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. 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:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{max}}}{P_{\text{max}}}, \quad (2)$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальная активная мощность ПС ;

$Q_{\text{max}}$  – максимальная реактивная мощность ПС.

Требуемый коэффициент мощности принимается на основании приказа Минпромэнерго от 22 февраля 2007 г. N 49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения).

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

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{max}} - P_{\text{max}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент реактивной мощности (по приказу № 49 для шин 6-10 кВ  $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$ ).

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:

$$Q_{\text{HECK}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{KV}}; \quad (4)$$

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

Компенсация реактивной мощности:

$$Q_{\text{расч}} = 6 \text{ МВА}$$

$$\text{tg расч} = 0,45$$

$$Q_{\text{нескомп}} = 44 \text{ МВА}$$

### **3.5 Выбор проводов по экономическим токовым интервалам.**

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается в зависимости от расчетного тока  $I_p$ , номинального напряжения линии, материала и количества цепей опор, района по гололеду и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются: для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности; для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Значение  $I_p$  определяется по выражению

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (5)$$

где  $I_5$  - ток линии на пятом году ее эксплуатации;

$\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_m$  и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом  $K_M$ ).

Введение коэффициента  $\alpha_i$  учитывает фактор разновременности затрат в технико-экономических расчетах. Для ВЛ 110—220 кВ принимается  $\alpha_i = 1,05$ , что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Значение  $K_M$  принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии. Для определения тока на 5 год эксплуатации мы изначально при проектировании спрогнозировали нагрузки в разделе 3. Таким образом, мы уже оперируем прогнозируемыми нагрузками. Тогда для нахождения тока на пятом году эксплуатации нам необходимо

$$I_5 = \frac{\sqrt{(P_{\max}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c}, \quad (6)$$

где  $P_{\max}^3$  - максимальная зимняя(прогнозируемая) активная мощность ПС;

$Q_{\text{неск}}$  - некомпенсированная зимняя (прогнозируемая) реактивная мощность ПС;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение линии;

$n_c$  - количество цепей в линии.

Для Хабаровского края принимается 2 район по гололёду.

Для 2 вариантов представим расчётные сечения на головных участках и длительно допустимые токи для выбранных сечений. По длительно допустимым токам производится проверка по условию нагрева проводов. То есть, если ток в линии в послеаварийном режиме меньше, чем длительно допустимый, то данное сечение провода можно выбрать для данной линии. Выбранные сечения на головных участках приведем в таблице 1.

Таблица 1 – Сечения проводов на головных участках двух вариантов

Вариант	Расчётный ток, А	Марка выбранного провода	Количество цепей	Марка опор	
				анкерные	промежуточные
1	326,4	АС-240/32	2	У 110-2+9	П 110-4
2	163,15	АС-240/32	2	У 220-2+9	П 220-2

### 3.6 Выбор мощности и числа трансформаторов

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности для каждого из узлов. Поскольку на ПС мы имеем потребителей по крайней мере 2 категории, то необходима установка 2 трансформаторов.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{ср}}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{k_{3,\text{опт}} \cdot n_{\text{ТР}}}, \quad (7)$$

где  $P_{\text{ср}}^3$  - средняя зимняя активная мощность = **84,6 МВА**;

$n_{\text{ТР}}$  - число трансформаторов на ПС, в нашем случае  $n_{\text{ТР}} = 2$ ;

$k_{3,\text{опт}}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов (для двухтрансформаторной ПС  $k_{3,\text{опт}}=0,7$ ).

$$S_{\text{расч}} = \mathbf{68,12 \text{ МВА}}$$

Далее мы принимаем трансформаторы номинальной мощностью, наиболее близкой к расчетной.

**Выбираем 2 трансформатора ТРДЦН 80000/110 для варианта 1**

**Выбираем 2 трансформатора ТДЦ 80000/220 для варианта 2**

Последним этапом проверки трансформаторов является проверка на послеаварийную загрузку.

Эта проверка модулирует ситуацию переноса нагрузки двух трансформаторов на один. При этом послеаварийный коэффициент загрузки должен отвечать следующему условию

$$k_{3.ПА} = \frac{\sqrt{(P_{\max}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{S_{\text{Трном}} \cdot 1} \leq 1,4, \quad (8)$$

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

Проверяем на коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

**КЗПА по выбранным трансформаторам = 1,19 что допускается**

Результаты выбора трансформаторов для первого и второго варианта приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Трансформаторы, выбранные для схемы 1,2

Вариант	Тип силового трансформатора
1	2
1	ТРДЦН 80000/110
2	ТДЦ-80000/220

### **3.7 Отбор конкурентно способных вариантов развития электрической сети**

Так как все 2 варианта прошли проверку на пропускную способность головных участков, для дальнейшего расчета режима отбираются два варианта: схема №1 и №2.

## 4. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

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 RastrWin.

### 4.1 Показатели анализа установившихся режимов.

Установившиеся режимы должны оцениваться по уровню напряжения - для высокого и низкого напряжения. При этом напряжения в узлах должны удовлетворять условиям:

$$\frac{U_B - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100 \leq 15\% \quad (9)$$

$$\left| \frac{U_{НФ} - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \right| \cdot 100 \leq 5\% \quad (10)$$

При анализе потерь необходимо, чтобы соблюдались следующие условия:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{Г\Sigma}} \cdot 100\% \leq 5\% \quad (11)$$

$$\Delta Q_{\%} = \frac{\Delta Q_{\Sigma}}{Q_{Г\Sigma}} \cdot 100\% \leq 25 - 30\%$$

### 4.2 Расчет и анализ нормального режима

Расчет нормального режима необходимо проводить для того, чтобы отрегулировать напряжения в узлах схемы, на подстанциях и на шинах УРП.



Результаты расчета нормального режима по узлам приведены в таблице 3. Полученные в нормальном режиме напряжения по всем узлам близки к номинальному и соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013.

Таблица 3 - Уровни напряжений и положения РПН трансформаторов на ПС в нормальном режиме

Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
ХТЭЦ-1	110	294,6	149,4	304	170		114,32	-7,92
городская	110	29,9	5,3				114,63	-6,85
центральная	110	29,4	10				114,77	-6,59
рц	220	85,8	23				237,92	-0,31
ХТЭЦ-3	220			452	41		243,99	-0,02
Хехцир2	220			119,6	219	245	245	-1,4
Хехцир	220	60	20				244,95	-1,41
корфовская	110	38,4	10,8				114,77	-8,44
южная	110	77,8	27				112,08	-8,7
Амуркабель	110	26,4	8,9				113,81	-8,71
	110	130	40				115,74	-5,33
	110			137,5	23,7		123,25	-2,91
СМР	110	58	19				118,05	-4,23
ГВФ	110	20,1	4,5				119,01	-4,16
	110	8	-4,8				117,17	-7,46
МЖК	110	15	2,2				113,86	-8,48

Результаты расчета нормального режима по ветвям приведены в таблице 5. Полученный ток по всем ветвям меньше допустимых длительных токов.

Таблица 5 - Результаты расчета нормального режима по ветвям

Название	R	X	B	Кт/г	Q_нач	Na	G
ХТЭЦ-1 - городская	1,9	3,4	-21,2		-23		
ХТЭЦ-1 - городская	1,9	3,4	-21,2		-23		
городская - центральная	0,4	0,7	-4,8		-20		
городская - центральная	0,4	0,7	-4,8		-20		
- центральная	1,7	3	-19,1		13		
- центральная	1,7	3	-19,1		13		
рц - ХТЭЦ-3	9,8	5,5	-35,3		41		
рц - ХТЭЦ-3	9,8	5,5	-35,3		41		

СМР -	9,8	5,5	-35,3		9		
СМР -	9,8	5,5	-35,3		9		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		5		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		5		
СМР -	9,8	5,5	-35,3		1		
СМР -	9,8	5,5	-35,3		1		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		-3		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		-3		
Хехцир2 - Хехцир	0,02	0,11	0,7		-86		
Хехцир2 - Хехцир	0,02	0,11	0,7		-86		
- корфовская	6	10,2	-63,5		-10		
- корфовская	6	10,2	-63,5		-10		
ХТЭЦ-1 - МЖК	5,8	10,2	-62		2		
ХТЭЦ-1 - МЖК	5,8	10,2	-62		2		
МЖК - Амуркабель	5,8	10,2	-62		2		
МЖК - Амуркабель	5,8	10,2	-62		2		
Амуркабель - корфовская	5,8	10,2	-62		6		
Амуркабель - корфовская	5,8	10,2	-62		6		
- южная	2,4	9,3	-57		-53		
- южная	2,4	9,3	-57		-53		
южная - ХТЭЦ-1	5,4	2,2	-14		-11		
южная - ХТЭЦ-1	5,4	2,2	-14		-11		
рц -	0,55	59	11,8	0,5	-29		1,2
рц -	0,55	59	11,8	0,5	-29		1,2
ХТЭЦ-3 -	0,3	30	18,8	0,5	18		2,4
Хехцир -	1,4	104	5,9	0,526	-55		0,8
Хехцир -	0,55	59,2	11,9	0,526	-97		1,2

#### 4.3 Расчет и анализ подключения 1 варианта

Выполняем расчёт режима 1 варианта для выбранного варианта для проверки соответствия схемы требованиям надежности электроснабжения.



Результаты расчета режима по варианту № 1 по узлам приведены в таблице 6. Полученные в нормальном режиме напряжения по всем узлам близки к номинальному и соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013.

Таблица 6 - Уровни напряжений в режиме по варианту № 1.

Название ЦП	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
ХТЭЦ-1	110	294,6	149,4	304	170		114,32	-7,92
городская	110	29,9	5,3				114,63	-6,85
центральная	110	29,4	10				114,77	-6,59
рц	220	85,8	23				237,92	-0,31
ХТЭЦ-3	220			452	41		243,99	-0,02
Хехцир2	220			119,6	219	245	245	-1,4
Хехцир	220	60	20				244,95	-1,41
корфовская	110	38,4	10,8				114,77	-8,44
южная	110	77,8	27				112,08	-8,7
Амуркабель	110	26,4	8,9				113,81	-8,71
	110	130	40				115,74	-5,33
	110			137,5	23,7		123,25	-2,91
СМР	110	58	19				118,05	-4,23
ГВФ	110	20,1	4,5				119,01	-4,16
	110	8	-4,8				117,17	-7,46
ТОР	110						112,06	-8,72
МЖК	110	15	2,2				113,86	-8,48
	6	110	40				5,41	-13,19

Результаты расчета режима по варианту №1 по ветвям приведены в таблице 7. Полученный ток по всем ветвям в пределах допустимых длительных токов,

Таблица 7 - Результаты расчета режима по варианту 1 по ветвям

Название ветви	R	X	B	Кт/г	Q_нач	Na	G
ХТЭЦ-1 - городская	1,9	3,4	-21,2		-23		
ХТЭЦ-1 - городская	1,9	3,4	-21,2		-23		
городская - центральная	0,4	0,7	-4,8		-20		
городская - центральная	0,4	0,7	-4,8		-20		
- центральная	1,7	3	-19,1		13		
- центральная	1,7	3	-19,1		13		
рц - ХТЭЦ-3	9,8	5,5	-35,3		41		

Продолжение таблицы 7

рц - ХТЭЦ-3	9,8	5,5	-35,3		41		
СМР -	9,8	5,5	-35,3		9		
СМР -	9,8	5,5	-35,3		9		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		5		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		5		
СМР -	9,8	5,5	-35,3		1		
СМР -	9,8	5,5	-35,3		1		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		-3		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		-3		
ХТЭЦ-3 - узел тор	2,6	14,2	94		11		
ХТЭЦ-3 - узел тор	2,6	14,2	94		11		
узел тор - Хехцир2	2,6	14,2	94		17		
узел тор - Хехцир2	2,6	14,2	94		17		
Хехцир2 - Хехцир	0,02	0,11	0,7		-86		
Хехцир2 - Хехцир	0,02	0,11	0,7		-86		
- корфовская	6	10,2	-63,5		-10		
- корфовская	6	10,2	-63,5		-10		
ХТЭЦ-1 - МЖК	5,8	10,2	-62		2		
ХТЭЦ-1 - МЖК	5,8	10,2	-62		2		
МЖК - Амуркабель	5,8	10,2	-62		2		
МЖК - Амуркабель	5,8	10,2	-62		2		
Амуркабель - корфовская	5,8	10,2	-62		6		
Амуркабель - корфовская	5,8	10,2	-62		6		
- южная	2,4	9,3	-57		-53		
- южная	2,4	9,3	-57		-53		
южная - ХТЭЦ-1	5,4	2,2	-14		-11		
южная - ХТЭЦ-1	5,4	2,2	-14		-11		
рц -	0,55	59	11,8	0,5	-29		1,2
рц -	0,55	59	11,8	0,5	-29		1,2
ХТЭЦ-3 -	0,3	30	18,8	0,5	18		2,4
Хехцир -	1,4	104	5,9	0,526	-55		0,8
Хехцир -	0,55	59,2	11,9	0,526	-97		1,2
ТОР -	0,6	17,4	36,2	0,05	-26		1,2
ТОР -	0,6	17,4	36,2	0,05	-26		1,2
южная - ТОР	0,1	0,34	2,4		-2		
южная - ТОР	0,1	0,34	24		-3		
- ТОР							

Вариант 2 режим с подключением ПС Заводская (ТОР Ракитное) к узлу ТОР врезка в линию 220 кВ ХТЭЦ3-Хехцир 2.

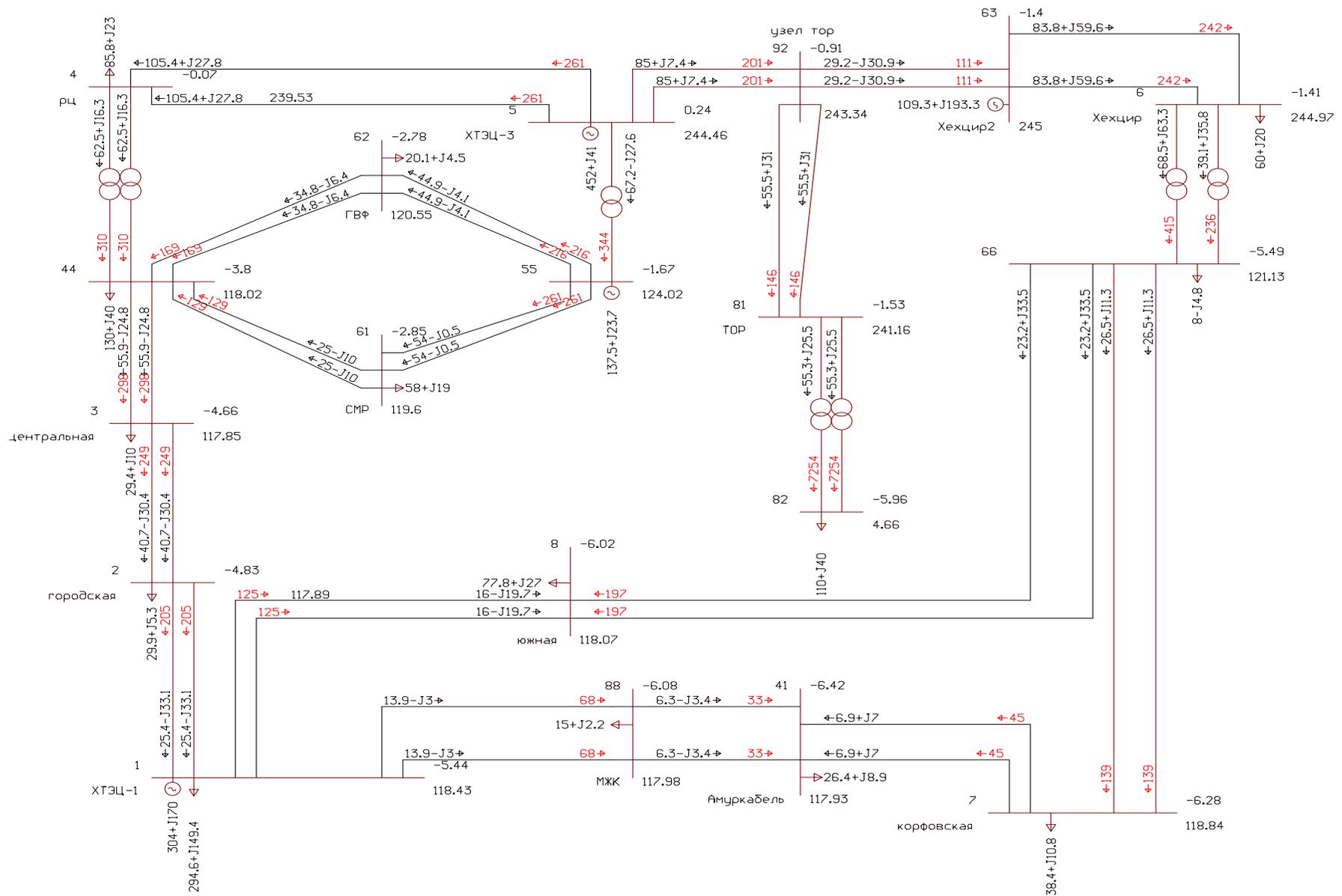


Рисунок 12 – Схема режима по варианту 2

Результаты расчета режима по варианту 2 по узлам приведены в таблице 8. Полученные в режиме напряжения по всем узлам близки к номинальному и соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013.

Таблица 8- Уровни напряжений на ПС в режиме по варианту 2.

Номер	Название ЦП	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
1	ХТЭЦ-1	110	294,6	149,4	304	170		118,43	-5,44
2	городская	110	29,9	5,3				117,89	-4,83
3	центральная	110	29,4	10				117,85	-4,66
4	рц	220	85,8	23				239,53	-0,07
5	ХТЭЦ-3	220			452	41		244,46	0,24
63	Хехцир2	220			109,3	193,3	245	245	-1,4
6	Хехцир	220	60	20				244,97	-1,41
7	корфовская	110	38,4	10,8				118,84	-6,28
8	южная	110	77,8	27				118,07	-6,02
41	Амуркабель	110	26,4	8,9				117,93	-6,42
44		110	130	40				118,02	-3,8
55		110			137,5	23,7		124,02	-1,67
61	СМР	110	58	19				119,6	-2,85
62	ГВФ	110	20,1	4,5				120,55	-2,78
66		110	8	-4,8				121,13	-5,49
81	ТОР	220						241,16	-1,53
88	МЖК	110	15	2,2				117,98	-6,08
92	узел тор	220						243,34	-0,91
82		6	110	40				4,66	-5,96

Результаты расчета режима по варианту 2 по ветвям приведены в таблице 9. Полученный ток по всем ветвям находится в пределах допустимых длительных токов.

Таблица 9 - Результаты расчета режима по варианту 2 по ветвям

Название ветви	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na	G
ХТЭЦ-1 - городская	1,9	3,4	-21,2		25	-33		
ХТЭЦ-1 - городская	1,9	3,4	-21,2		25	-33		
городская - центральная	0,4	0,7	-4,8		41	-30		
городская - центральная	0,4	0,7	-4,8		41	-30		
- центральная	1,7	3	-19,1		-56	25		
- центральная	1,7	3	-19,1		-56	25		
рц - ХТЭЦ-3	9,8	5,5	-35,3		105	28		
рц - ХТЭЦ-3	9,8	5,5	-35,3		105	28		
СМР -	9,8	5,5	-35,3		-25	10		

Продолжение таблицы 9

СМР -	9,8	5,5	-35,3		-25	10		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		-35	6		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		-35	6		
СМР -	9,8	5,5	-35,3		54	-1		
СМР -	9,8	5,5	-35,3		54	-1		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		45	-4		
ГВФ -	9,8	5,5	-35,3		45	-4		
ХТЭЦ-3 - узел тор	2,6	14,2	94		-85	-7		
ХТЭЦ-3 - узел тор	2,6	14,2	94		-85	-7		
узел тор - Хехцир2	2,6	14,2	94		-29	31		
узел тор - Хехцир2	2,6	14,2	94		-29	31		
Хехцир2 - Хехцир	0,02	0,11	0,7		-84	-60		
Хехцир2 - Хехцир	0,02	0,11	0,7		-84	-60		
- корфовская	6	10,2	-63,5		-27	-11		
- корфовская	6	10,2	-63,5		-27	-11		
ХТЭЦ-1 - МЖК	5,8	10,2	-62		-14	3		
ХТЭЦ-1 - МЖК	5,8	10,2	-62		-14	3		
МЖК - Амуркабель	5,8	10,2	-62		-6	3		
МЖК - Амуркабель	5,8	10,2	-62		-6	3		
Амуркабель - корфовская	5,8	10,2	-62		7	7		
Амуркабель - корфовская	5,8	10,2	-62		7	7		
- южная	2,4	9,3	-57		-23	-34		
- южная	2,4	9,3	-57		-23	-34		
южная - ХТЭЦ-1	5,4	2,2	-14		16	-20		
южная - ХТЭЦ-1	5,4	2,2	-14		16	-20		
рц -	0,55	59	11,8	0,5	-62	-16		1,2
рц -	0,55	59	11,8	0,5	-62	-16		1,2
ХТЭЦ-3 -	0,3	30	18,8	0,5	-67	28		2,4
Хехцир -	1,4	104	5,9	0,526	-39	-36		0,8
Хехцир -	0,55	59,2	11,9	0,526	-68	-63		1,2
ТОР -	2,9	80	8,2	0,02	-55	-26		1,7
ТОР -	2,9	80	8,2	0,02	-55	-26		1,7
узел тор - ТОР	2,94	12,87	79,2		-55	-31		
узел тор - ТОР	2,94	12,87	79,2		-55	-31		
- ТОР								

## 5 ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

### 5.1 Введение

Тенденция перехода на цифровые технологии в системах сбора и обработки информации, управления и автоматизации подстанций наметилась более 15 лет назад и в настоящее время стремительно развивается. Практически все ведущие фирмы электроэнергетической отрасли активно работают в этом направлении. Расширяется количество теоретических и практических исследований, появляются новые международные стандарты, образцы оборудования, опытные полигоны. Термин “Цифровая подстанция” до сих пор трактуется по-разному разными специалистами в области систем автоматизации и управления. Однако и сегодня, несмотря на повсеместное использование цифровых технологий для построения систем автоматизации, подстанции не являются в полной мере цифровыми, так как вся исходная информация, включая состояния блок-контактов, напряжения и токи, передается в виде аналоговых сигналов от распределительного устройства в оперативный пункт управления, где оцифровывается отдельно каждым устройством нижнего уровня. Например, одно и то же напряжение параллельно подается на все устройства нижнего уровня, которые преобразовывают его в цифровой вид и передают в АСУ ТП.

### 5.2. Описание

Главная особенность цифрового программно-аппаратного комплекса подстанции (ПАК ПС) - это оцифровка всего набора сигналов и команд, свойственных основному электрооборудованию и устройствам контроля, управления и защиты. В этом случае контрольные кабели заменяются оптическими, и обмен сигналами осуществляется посредством передачи цифровых сообщений. Работа с цифровой информацией позволяет на качественно новом уровне решать вопросы реализации основных функций защиты, контроля и управления оборудованием подстанции.

К стандартам и технологиям цифровой подстанции относятся:

1. Стандарт МЭК 61850;

- модель данных устройств;
  - унифицированное описание подстанции;
  - протоколы «вертикального» (MMS) и «горизонтального» (GOOSE) обмена;
  - протоколы передачи мгновенных значений токов и напряжений (SV).
2. Цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения.
  3. Аналоговые мультиплексоры (Merging Units).
  4. Выносные модули УСО (Micro RTU).
  5. Интеллектуальные электронные устройства (IED).

В идеале, на таком объекте к электрооборудованию должны подходить только два кабеля - оптический цифровой (обмен сигналами и командами) и медный (электропитание). Однако для практической реализации общей идеи необходимо решение целого ряда достаточно сложных технических проблем, таких как:

разработка модулей связей с объектом (MU - Merging Unit), обеспечивающих оцифровку дискретных и аналоговых сигналов от силового электрооборудования и его подключение к цифровой шине (называемой "шиной процесса"); устройства MU устанавливаются, как правило, в непосредственной близости от электрооборудования;

разработка устройств, реализующих функции защиты, контроля и управления путём подключения к цифровой шине процесса (IED - Intelligent Electronic Device), т.е. цепи ввода/вывода терминала заменяются оптическим цифровым интерфейсом с протоколами МЭК 61850; проблема усугубляется тем, что номенклатура устройств достаточно широкая, а реализация интерфейса требует весьма существенной переделки устройств;

реализация шины процесса, т.е. цифровой среды для высокоскоростного обмена данными между устройствами MU и IED, которая обеспечивает

минимальные задержки при передаче информации и соответствует требуемому уровню надёжности.

### 5.3. Элементы ПАК ЦПС

Рассмотрим более подробно структуру цифрового ПАК ПС. Основой функционирования всех будущих цифровых программно-аппаратных комплексов на объектах энергетики по всему миру призван стать международный стандарт МЭК-61850 — «Коммуникационные сети и системы подстанций». История создания МЭК-61850 началась еще в 1980-х годах в США, в 2003 году появилась его первая редакция, его требования касались надежности, производительности и совместимости цифровых программно-аппаратных решений. Область применения стандарта МЭК 61850 — системы связи внутри подстанции. Это набор стандартов, в который входят стандарт по одноранговой связи и связи клиент-сервер, стандарт по структуре и конфигурации подстанции, стандарт по методике испытаний, стандарт экологических требований, стандарт проекта. Полный набор стандартов имеет следующие разделы:

- ЕС 61850-1: Введение и общий обзор.
- ЕС 61850-2: Глоссарий терминов.
- ЕС 61850-3: Основные требования.
- ЕС 61850-4: Управление системой и проектированием.
- ЕС 61850-5: Требования связи к функциям и моделям устройств.
- ЕС 61850-6: Язык описания конфигурации связи между микропроцессорными электронными устройствами подстанций.
- ЕС 61850-7: Основная структура связи для оборудования подстанции и питающей линии (4 части).
- ЕС 61850-8-1: Описание специфического сервиса связи (SCSM) — Описание передачи данных по протоколу MMS (ИСО/МЭК 9506 — Часть 1 и Часть 2) и по протоколу ИСО/МЭК 8802-3.

- ЕС 61850-9-1: Описание специфического сервиса связи (SCSM) — Выборочные значения по последовательному ненаправленному многоточечному каналу передачи данных типа точка-точка.

- ЕС 61850-9-2: Описание специфического сервиса связи (SCSM) — Выборочные значения по ИСО/МЭК 8802-3.

- ЕС 61850-10: Проверка на совместимость.

В МЭК 61850 регламентируются вопросы передачи информации между отдельными устройствами и формализации описания схем первичных цепей, схем защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте предусматриваются возможности использования новых цифровых измерительных устройств вместо традиционных аналоговых измерителей (трансформаторов тока и напряжения). Все информационные связи на таких подстанциях выполняются цифровыми, образуя единую информационную шину. Это открывает возможности для быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что, в конечном счете, дает возможность сокращения числа медных кабельных связей, сокращения числа устройств, более компактного их расположения.

Для быстрой передачи информации о событиях на подстанции, например, команды на отключение, сигнала предупреждения используется механизм связи GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), определенный протоколом МЭК 61850. Информация отдельного GOOSE передается по IED и используется для многих IED. Данный механизм обеспечивает быструю передачу информации между устройствами, а также самоконтроль и контроль в режиме реального времени технических параметров работы системы. GOOSE передает как дискретные, так и аналоговые сигналы с медленными изменениями.[2]

Структура цифровой подстанции, выполненной в соответствии со стандартом МЭК 61850 показана на рисунке 1. Система автоматизации делится на три уровня:

- Полевой уровень (уровень процесса);

- Уровень присоединения;
- Станционный уровень.

Полевой уровень состоит из:

1. Первичных датчиков для сбора дискретной информации и передачи команд управления на коммутационные аппараты (micro RTU).

2. Первичных датчиков для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока и напряжения).

Уровень присоединения состоит из интеллектуальных электронных устройств (IED):

1. Устройств управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счетчики АСКУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования и т.д.).

2. Терминалов релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

Станционный уровень состоит из:

1. Серверов верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA, сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации и т.д., концентратор данных).

2. АРМ персонала подстанции.

Одна из отличительных черт построения вторичных цепей полевого уровня такой подстанции заключается в применении устройств сбора первичной информации, таких как выносных УСО, ЦИТ, и встроенных датчиков системы диагностики первичного оборудования, находящихся в непосредственной близости от первичного устройства.

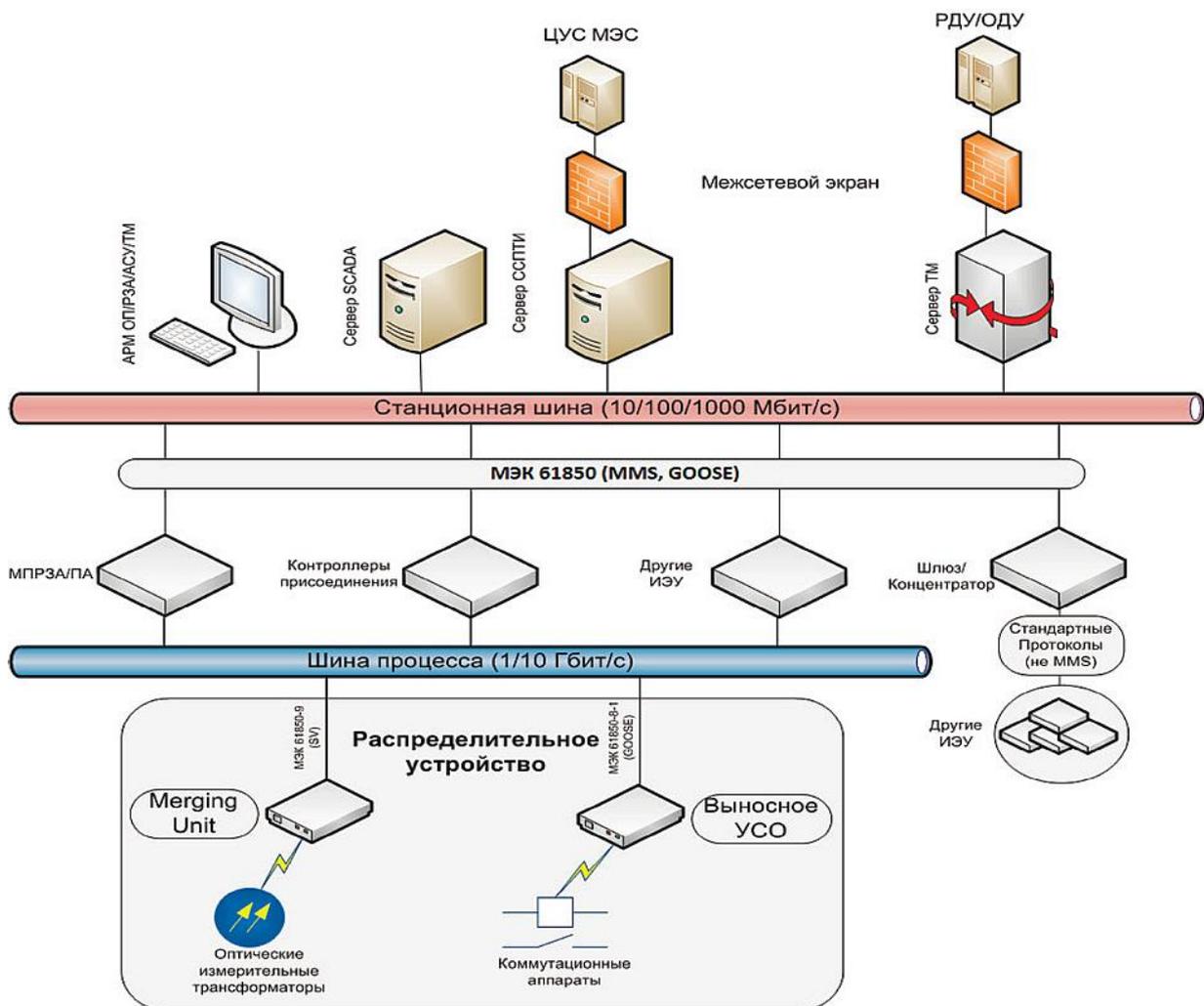


Рисунок 5 – Структурная схема цифрового программно-аппаратного комплекса подстанции

Состав устройств МУ определяется составом основного электрооборудования: цифровые трансформаторы тока и напряжения (ЦТТ, ЦТН), МУ выключателей, МУ трансформаторного оборудования, МУ разъединителей и заземляющих ножей, МУ для КРУ 6 кВ, МУ для оборудования щитов постоянного тока (ЩПТ) и щитов собственных нужд (ЩСН) подстанции. Все они (за исключением ЩПТ и ЩСН), как правило, располагаются на открытом распределительном устройстве, и поэтому должны надёжно функционировать в широком температурном диапазоне и в условиях достаточно интенсивных электромагнитных полей без регулярного технического обслуживания.

Сформированные мультиплексорами пакеты передаются по сети Ethernet (шине процесса) в устройства уровня присоединения –

микропроцессорные интеллектуальные электронные устройства – (IED) – (контроллеры АСУ ТП, РЗА, ПА и др.). Устройства типа IED - это устройства, подключаемые к шине процесса и реализующие весь спектр функций существующих устройств релейной защиты, измерений и управления .

Частота дискретизации передаваемых данных должна быть не хуже 80 точек на период для устройств РЗА и ПА, и 256 точек на период для АСУ ТП, АИИС КУЭ и др. Данные о положении коммутационных аппаратов и другая дискретная информация (положение ключей управления, состояние цепей обогрева приводов и др.) собираются с использованием выносных модулей УСО, установленных в непосредственной близости от коммутационных аппаратов. Выносные модули УСО имеют релейные выходы для управления коммутационными аппаратами. Выносные модули УСО синхронизируются с точностью не хуже чем 1 мс. Передача данных от выносных модулей УСО осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE). Передача команд управления на коммутационные аппараты также осуществляется через выносные модули УСО с использованием протокола МЭК 61850-8-1 (GOOSE).

Силовое оборудование оснащается набором цифровых датчиков электрических и неэлектрических величин, предназначенных для непрерывной самодиагностики его состояния. Существуют специализированные системы для мониторинга трансформаторного и элегазового оборудования, которые имеют цифровой интерфейс для интеграции в АСУ ТП без использования дискретных входов и датчиков 4-20 мА. Внешняя автоматическая диагностика основного оборудования специализированными программно – техническими средствами может осуществляться:

- без вывода из работы (сравнение мгновенных значений токов от разных ЦТТ одного присоединения, сравнение напряжений электрически связанных ТН, контроль суммы токов/мощностей в узле).

- с кратковременным выводом из работы (эмуляция тестовых сигналов для терминалов и сравнение полученной реакции терминала с тестовой).

Современные КРУЭ оснащаются встраиваемыми цифровыми трансформаторами тока и напряжения, а шкафы управления в КРУЭ позволяют устанавливать выносные УСО для сбора дискретных сигналов. Установка цифровых датчиков в КРУЭ производится на заводе-изготовителе, что позволяет упростить процесс проектирования, а также монтажные и наладочные работы на объекте.[2]

**Шина процесса** - совокупность активных и пассивных компонентов резервированной цифровой сети на основе волоконно-оптических каналов связи с технологией передачи Ethernet. Это центральный элемент цифрового ПАК подстанции: от качества функционирования шины процесса напрямую зависят все характеристики и сама работоспособность подключённых к ней устройств IED и MU (в настоящее время работа устройств РЗА, ПА, управления и других не зависит от какой-либо "шины").

К пропускной способности шины процесса предъявляются высокие требования: основной трафик создаётся цифровыми ТТ и ТН (до 4,5 Мб/с от трёхфазного ТТ), и из-за большого числа трансформаторов тока общий трафик может достигать сотен мегабит в секунду, что требует использования гигабитных маршрутизаторов. Этот поток не зависит от электрического режима, а существенно сократить число ТТ не представляется возможным из соображений надёжности и принципов реализации РЗА и ПА. Вклад остальных MU в общий трафик не превысит долей процента.

Для обеспечения требуемого уровня надёжности потребуется как минимум двух- или даже трёхкратное резервирование сети с временем выявления неисправностей и переключения на другую сеть не более 2-3 мс, причём резервируемые сети должны прокладываться по разным трассам и получать питание от разных источников.

В случае повреждения оптического кабеля, по которому в упакованном виде будет передаваться информация, ранее передававшаяся по разным жилам нескольких контрольных кабелей, может произойти потеря управляемости и наблюдаемости сразу нескольких единиц электрооборудования.

Система единого времени для шины процесса должна обеспечить метками времени с микросекундной точностью сотни устройств MU данного сегмента сети.

Кроме этих основных особенностей шины процесса необходимо отметить, что от цифрового ПАК, в отличие от ПАК обычной современной подстанции, требуется питать цифровые ТТ и ТН, другие устройства типа MU и активное сетевое оборудование, а это может существенно повлиять на надёжность.

Формирование целей создания цифровой подстанции должно производиться с учетом экономической целесообразности, а базовой экономической целью ее создания являются снижение затрат на выполнение основной технологической функции ЦПС – передачи, преобразования и распределения электрической энергии – и, как следствие, повышение доходов компании ПАО «ФСК ЕЭС».

В рамках формирования задач ЦПС необходимо провести детализацию вышеуказанной общей экономической цели с учетом ее специфики и потенциальных возможностей. Например: повышение качества, надежности функционирования и эксплуатации, снижение затрат на эксплуатационное обслуживание, а также в целом обеспечение экономической безопасности филиалов и предприятий ПАО «ФСК ЕЭС».

В настоящее время необходимость повышения качества функционирования и эксплуатации ПС обусловлена, собственно, двумя причинами: во-первых, повышением требований к ним (растут требования рынка, появляются новые бизнес-процессы и организационные структуры, требующие более полной и оперативной информации и т.д.); во-вторых, физическим и моральным старением ее основных фондов.

В связи с этим перед ЦПС ставятся следующие общие цели повышения качества функционирования и эксплуатации ПС:

- замена оборудования с целью снижения стоимости модернизации или увеличение срока его эксплуатации без снижения качества функционирования и эксплуатации ПС;
- расширение функциональных возможностей технологических подсистем для исключения необходимости в модернизации при появлении новых функциональных задач.

Следует отметить, что модернизация оборудования ЦПС связана со следующими проблемами:

- высокая стоимость нового оборудования и необходимость решения по его размещению и электропитанию, электромагнитной совместимости и подключению коммуникационных интерфейсов;
- требование информационной совместимости и переконфигурирования устройств, а также обучения персонала в случае их замены.

### **Переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях**

**управления ПС позволит получить целый ряд преимуществ, в том числе:**

- Существенно сократить затраты на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки, приблизив источники цифровых сигналов к первичному оборудованию;
- Повысить электромагнитную совместимость современного вторичного оборудования – микропроцессорных устройств и вторичных цепей благодаря переходу на оптические связи;
- Упростить и, в конечном итоге, удешевить конструкцию микропроцессорных интеллектуальных электронных устройств за счет исключения трактов ввода аналоговых сигналов;
- Унифицировать интерфейсы устройств ИЕД, существенно упростить взаимозаменяемость этих устройств (в том числе замену устройств одного производителя на устройства другого производителя).

#### 5.4. Цели создания ЦПС

Уменьшение капитальных затрат:

- уменьшение затрат на кабельную продукцию и кабельные сооружения
- уменьшение стоимости терминалов (унификация аппаратной части, замена модулей ввода на цифровые интерфейсы)
- уменьшение площади земельных участков, необходимых для обустройства ПС (применение оптических цифровых ТТ и ТН, современного микропроцессорного вторичного оборудования даст возможность уменьшить);
- увеличение срока службы силового электрооборудования (расширенная диагностика);
- уменьшение затрат на проектирование, монтаж и пусконаладку (уменьшение кол-ва кабелей, уменьшение кол-ва оборудования, расширение возможностей по типизации проектных решений в части шкафного оборудования и цифровых связей).

Уменьшение эксплуатационных затрат (на техобслуживание):

- упрощение эксплуатации и обслуживания (постоянная расширенная диагностика в режиме реального времени, в т.ч. – метрологических характеристик; сбор и отображение исчерпывающей информации о состоянии функционирования ПС );
  - увеличение точности измерений (особенно при токах менее 10-15% $I_n$ ) и увеличение благодаря этому точности учета электроэнергии и точности ОМП;
  - сокращение возможности появления дефектов типа «земля в сети постоянного тока» (сокращение размерности СОПТ ввиду использования цифровых оптических связей);
  - сокращение кол-ва внезапных отказов основного электрооборудования и связанных с ними штрафов за недоотпуск электроэнергии и нарушений производственного цикла (расширенная диагностика всего комплекса технических средств ЦПС);
- уменьшение количества сбоев, неправильной работы, отказов РЗА

(применение оптических кабелей вместо медных повысит электромагнитную совместимость современного вторичного оборудования микропроцессорных устройств РЗ и автоматики);

- повышение алгоритмической надежности функционирования РЗА

(отсутствие насыщения и возможность измерения аperiodической составляющей у оптических цифровых ТТ позволит упростить и усовершенствовать алгоритмы РЗА);

- уменьшение потребления по цепям переменного тока и напряжения (в результате применения оптических ТТ и ТН)

### **5.5. Двухэтапность реализации ЦПС:**

Этап №1:

- использование существующего основного оборудования, к которому добавляется интерфейсный цифровой интеллектуальный модуль (как правило, размещаемый в помещении) на базе IEC 61850-8.1 и IEC 61850-9.2.

Возможно корректировка состава и типа применяемых датчиков. Получение опыта эксплуатации.

- разработка всей номенклатуры устройств РЗА, ПА, измерений с интерфейсами IEC 61850-8.1 и IEC 61850-9.2.

Этап №2:

- существенная модернизация основного электрооборудования с интеграцией в него специализированных цифровых необслуживаемых датчиков, полевых контроллеров, твердотельных исполнительных модулей.

Расширение объема задач, выполняемых интерфейсным модулем. Доработка всех компонентов ЦПС с учетом опыта эксплуатации.

## 6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 6.1 Порядок выбора оптимального варианта электрической сети

Среднегодовые эксплуатационные расходы определяются по формуле

$$З = E \cdot K + И, \quad (12)$$

где  $E$  – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений,  $E=0,1$ ;

$K$  – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети;

$И$  – ежегодные эксплуатационные расходы.

Капитальные вложения на строительство сети складываются из капитальных вложений в воздушные линии и в ПС

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС},$$

где  $K_{ВЛ}$  – капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{ПС}$  – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Исходя из параметров сравнения, видно что для данного конкретного случая необходимо будет учитывать капиталовложения в строительство ВЛЭП.

Капитальные вложения при сооружении линий состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку трассы, затрат на приобретение опор, проводов, изоляторов и прочего оборудования, на их транспортировку, монтажные и другие работы и определяются по формуле (4.3)

$$K_{ВЛ} = K_{ВЛ0} \cdot l, \quad (13)$$

где  $K_{ВЛ0}$  – удельная стоимость сооружения одного километра линии.

Таблица 10 – Капитальные вложения на ЛЭП

№ варианта	Длина линии, км	Базисный показатель стоимости тыс. руб/км	$K_{вл}$ , млн.руб
1 (110 кВ)	1,74	1 600	2, 784
2 (220 кВ)	60,4	2 100	126, 000

Капитальные затраты при сооружении подстанций состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы и т. д.

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{пост} + K_{КУ} \quad (14)$$

где  $K_{ОРУ}$  - капитальные затраты на сооружение ОРУ

$K_{ТР}$  - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов

$K_{пост}$  - постоянная часть затрат на ПС в зависимости от типа ОРУ и  $U_{ном}$

$K_{КУ}$  - капитальные затраты на покупку и монтаж КУ

Таблица 11 – Капитальные вложения на ПС

№ варианта	$K_{ОРУ}$	$K_{ТР}$	$K_{пост}$	$K_{КУ}$	$K_{ПС}$ , млн.руб
1 (110 кВ)	4 150	13 400	21 000	1 770	40 320
2 (220 кВ)	8 800	18 700	47 000	1 770	76 270

Вторым важным технико-экономическим показателем являются эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I_{\Sigma} = I_{э.р} + I_{ам} + I_{\Delta W} \quad (15)$$

где  $I_{э.р}$  - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая

профилактические осмотры и испытания,

$I_{ам}$  - Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{сл}=20$  лет), формула (4.7)

$I_{ΔW}$  - Стоимость потерь электроэнергии, определяется по формуле

$$I_{э.р} = \alpha_{э.р.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{э.р.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (16)$$

Таблица 12 – расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания

№ варианта	$K_{ВЛ}$ , млн.руб	$\alpha_{э.р.ВЛ}$	$\alpha_{э.р.ПС}$	$K_{ПС}$ , млн.руб	$I_{э.р}$
1 (110 кВ)	2, 784	0.008	0.049	40, 320	1,99
2 (220 кВ)	126, 000	0.008	0.049	76, 270	4,74

где  $\alpha_{э.р.ВЛ}, \alpha_{э.р.ПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ( $\alpha_{э.р.ВЛ} = 0.008$ ;  $\alpha_{э.р.ПС} = 0.049$ ).

Таблица 13- Результаты расчета капитальных вложений.

Номер варианта	$K_{ВЛ}$ , млн. руб.	$K_{ПС}$ , млн. руб.	$K$ , млн. руб.
1	2, 784	40, 320	43,104
2	126, 000	76, 270	202,27

Издержки на амортизацию

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}} \quad (17)$$

где  $T_{сл}$  - рассматриваемый срок службы оборудования (20 лет)

Таблица 14- Издержки на амортизацию.

Номер варианта	К, млн. руб.	$T_{сл}$	И ам
1	43,104	20	2,15
2	202,27	20	10,1

Стоимость потерь электроэнергии

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0, \quad (18)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, кВт•ч;

$C_0$  – стоимость потерь 1 МВт•ч электроэнергии.

Потери электроэнергии определяются по потокам эффективных мощностей и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и КУ для зимнего и летнего времени года.

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ}, \quad (19)$$

где  $\Delta W_{ВЛ}$  - потери электроэнергии в ВЛЭП – считаем в растре.

$\Delta W_{ТР}$  - потери электроэнергии в трансформаторах– считаем в растре.

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

Потери электроэнергии в ЛЭП определяются следующим образом

$$\Delta W_{ВЛ} = \Delta P_{ЛЭП} \cdot T_{max}, \quad (20)$$

$T_{max}$  – время использования максимальной нагрузки;

$$\Delta W_{ТР} = \Delta P_{ТР} \cdot T_{max} \quad (21)$$

Расчет потерь электроэнергии произведен в программе «RASTR WIN» на основании расчета электрических режимов.

$\Delta W_0 = 8,2$  МВт - потери электроэнергии в базовом варианте.

$\Delta W_1 = 24$  МВт - потери по варианту 1.

$\Delta W_2 = 19$  МВт - потери по варианту 2.

На основании выражения (21) получим потери электроэнергии:

$И\Delta W_1 = 134,398$  млн. руб. по варианту 1.

$И\Delta W_2 = 91,860$  млн. руб. по варианту 2.

Результаты расчетов среднегодовых эксплуатационных издержек сведены в таблицу 15.

Таблица 15 - Среднегодовые эксплуатационные издержки.

Номер варианта	Издержки на обслуживание и ремонт, млн. руб.	Амортизационные отчисления, млн. руб.	Потери электроэнергии, млн. руб.	Среднегодовые эксплуатационные издержки, (И) млн. руб.
1	1,99	2,15	134,398	138,4
2	4,74	10,1	91,860	106,7

#### 6.4 Расчет технико-экономических показателей проекта

Результаты расчетов среднегодовых эксплуатационных расходов сведены в таблицу 16.

Таблица 16 - Среднегодовые эксплуатационные расходы по двум вариантам проектирования.

Номер варианта	Приведенные капиталовложения	Среднегодовые эксплуатационные издержки, (И) млн. руб.	Среднегодовые эксплуатационные расходы, млн. руб.

1	43,104	138,4	181,5
2	202,27	106,7	308,9

Таблица 17 – Итоговые среднегодовые эксплуатационные расходы по двум вариантам проектирования.

Номер варианта	Среднегодовые эксплуатационные расходы, млн. руб.	С учетом индекса пересчета (7,7), млн. руб.	Среднегодовые эксплуатационные расходы итог, млн. руб.
1	181,5	1 397,5	
1 (реконструкция): - расширение ПС 110 кВ Южная на 2 линейные ячейки; - замена провода АС 120 ЛЭП ХТЭЦ1-Городская – Центральная –РЦ на кабельную линию сечением 300; - замена одного автотрансформатора 63 МВА на ПС Хехцир на 125 МВА.		2709,3	<b>4 106,8</b>
2	308,9	2 378,5	<b>2 378,5</b>

Выбор оптимального варианта выполняется по минимальному значению среднегодовых эксплуатационных расходов.

Таким образом, для развития рассматриваемого участка сети оптимальным является вариант № 2.

## 7. РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ НА ПС «ЗАВОДСКАЯ». ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И ЧС

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

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

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

Устройство, эксплуатация и ремонт оборудования на проектируемой ПС должны отвечать требованиям нормативных актов по охране труда. Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемый при обслуживании оборудования должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда.

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

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

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

- химические вещества;
- электромагнитное поле.

Отдельную группу влияющих на здоровье персонала факторов составляют:

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

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

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

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

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

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

Для избегания попадания электрических разрядов на человека, работы связанные с подъемом на оборудование и конструкции в зоне влияния должны производиться только с применением экранирующих средств независимо от продолжительности работ. Исключение составляют все виды работ на силовых трансформаторах и шунтирующих реакторах (кроме токоведущих частей вводов), где по условиям биозащиты в связи с большой экранирующей массой самого бака, никаких дополнительных мер защиты не требуется.

Персонал, осуществляющий оперативное, техническое и ремонтное обслуживание проектируемых сооружений, должен быть обеспечен специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с «Типовыми отраслевыми нормами

бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты и «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», утвержденными Постановлением Министерства труда и социального развития РФ от 19.12.1998 №51.

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

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

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

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

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

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

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

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

В части экологии проведем анализ возможного негативного воздействия проектируемого объекта.

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

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

применение трубопроводов стойких к коррозионному воздействию жидких сред;

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

– устройство защитной гидроизоляции маслосборника, являющегося потенциальным источником загрязнения подземных вод;

– устройство и ограждение маслоприемных ям при установке маслонаполненного оборудования;

– перекачка трансформаторного масла в передвижные емкости и передача его на переработку на специализированные предприятия и повторное использование.

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

Производственный цикл электрических подстанций при эксплуатации не предполагает образования промышленных отходов производства, но при строительстве имеют место промышленные отходы, по мере накопления они

складируются на территории площадки подстанции для исключения загрязнения окружающей среды, по окончании работ отходы вывозятся для утилизации.

Наименование отходов и класс опасности прогнозируемых отходов приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Отходы строительного-монтажных работ.

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

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

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

К взрывоопасным помещениям относятся помещения стационарных аккумуляторных батарей.

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

Так как на подстанции используется маслосодержащее оборудование то к пожарной безопасности предъявляются высокие требования. В случае взрыва трансформатора, высоковольтного выключателя или трансформатора

тока и напряжения происходит выброс в окружающую среду содержащегося в аппарате масла, что очень часто сопровождается с его горением. При этом происходит полное погашение или отключение части ОРУ, что приводит к снижению надежности выдачи мощности и ограничению выдаваемой потребителям электрической энергии, и в связи с этим появляется значительный ущерб.

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

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

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

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

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

Согласно «Норм технологического проектирования станций и подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ» (ОНТП-78) для предотвращения растекания масла и распространения пожара при аварии выполняются маслоприемники, молниеотводы, маслосборник.

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

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации рассмотрены вопросы присоединения подстанции к существующей сети 110 и 220 кВ в Хабаровском районе Хабаровского края.

Исходя из ожидаемой нагрузки ТОР (110 МВт) и схемы электрических сетей 35-110 кВ, сформировавшейся в районе его размещения, для электроснабжения ТОР «Ракитное» предлагается сооружение собственного центра питания – ПС **Заводская**.

Схему внешнего электроснабжения ТОР Ракитное, предлагается выполнить на напряжении 110 кВ и 220 кВ ПС Заводская (**2x80** МВА).

При этом требуется выполнить реконструкцию ПС Южная с расширением РУ 110 кВ на две линейные ячейки с выключателями, замена автотрансформатора на ПС Хехцир и замена провода АС 120 ХТЭЦ1-Городская-Центральная-РЦ на кабель сечением 300.

**В варианте №1** питание ПС «Заводская» (110/10 кВ) осуществляется от ПС 110/10 кВ «Южная». Линия 110 кВ «Южная - Заводская» двухцепная, протяженностью 0,87 км.

**В варианте №2** питание ПС «Заводская» осуществляем врезкой в двухцепную линию 220 кВ ХТЭЦ 3 – Хехцир 2. Линия 220 кВ «Узел ТОР-Заводская» - двухцепная, протяженностью 30,2 км.

После расчета и анализа установившихся электрических режимов при помощи программы RastrWin и технико - экономического сравнения вариантов, а также итоговым среднегодовым эксплуатационным расходам оптимальным признан вариант 2

В магистерской диссертации были выполнены следующие задачи:

- проведен структурный анализ действующей сети;
- составлено три из возможных вариантов развития электрической сети;
- рассчитан упрощенный поток активной мощности и выбраны номинальные напряжения в каждом из трёх вариантов;
- выбраны типы схем РУ подстанций;

- рассчитана компенсация реактивной мощности;
- 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;
- по двум вариантам произведён расчет капитальных вложений, расчет эксплуатационных издержек, определение среднегодовых эксплуатационных затрат, в результате чего выбран оптимальный вариант электрической сети;
- по оптимальному варианту рассчитаны и проанализированы установившиеся нормальный и два послеаварийных режима;
- произведены регулирования напряжения в сети;

Проектирование производилось с учетом природно-климатических условий. При расчетах использовались программы «Matcad» и «RASTR WIN».

Результаты расчета технико-экономических показателей проекта, анализ потерь мощности в проектируемой сети, анализ напряжения 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. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети /Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. - Минск: Издательство «Высшая школа»,2008. – 285 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро .-3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 2005. – 185 с.
3. Веников, В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах /В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев.– М.: Энергоатомиздат, 2009. – 243 с.
4. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию /Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.
5. Идельчик, В. И. Разработка и применение геоинформационных систем в распределительных электрических сетях /В.И. Идельчик. – М. : СевКавГТУ, 2007. – 443 с.
6. Индексы изменения сметной стоимости. Письмо Министерства регионального развития РФ от 12.02.2013 г. № 1951-ВТ/10.
7. Электротехнический справочник (том 3)/ Под ред. И.П. Березиной, М.П. Соколовой, Н.Б. Фомичевой. – М.: Издательство «МЭИ», 2002. . – 327 с.
8. Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 385 с.
9. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.: НТФ «Энергоспогресс», 2012. – 376с.
10. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклипаев, И.П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
11. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии : Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.

12. Моржин Ю. И. Цифровая подстанция ЕНЭС / Ю. И. Моржин, С. Г. Попов, П. А. Горожанкин В.Г. Наровлянский, М. А. Власов, А. А. Сердцев // ЭнергоЭксперт – 2011.– № 4 (27).– С. 27–32.

13. Горелик Т. Г. Автоматизация энергообъектов с использованием технологии “цифровая подстанция”. Первый российский прототип / Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко // Релейная защита и автоматизация – 2012.– № 1(05).– С. 86–89.

14. СО 34.35.310 (РД 34.35.310-97). Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем.

15. Гельфанд А. М. Перспективы создания цифровых программно-аппаратных комплексов подстанций ЕНЭС / А. М. Гельфанд, П. А. Горожанкин, В.Г. Наровлянский, Л. И. Фридман // Электрические станции – 2012.– № 5.– С. 55-58.

16. Электрические аппараты. Справочник / И.И. Алиев, М.Б. Абрамов. – М.: Издательское предприятие РадиоСофт, 2007. – 256 с., ил.

17. Эксплуатация электрооборудования / Г.П. Ерошенко, А.П., А.П. Коломиец, Н.П. Кондратьева, Ю.А. Медведько, М.А. Таранов. – М.: КолосС, 2005. – 344 с.: ил

18. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: Интернет Инжиниринг, 2005. – 672 с. – ил.

19. Степановских А.С. Охрана окружающей среды / А.С. Степановских. – Курган: ГИПП "Зауралье", 1998. – 512 с., ил. - (Учебники и учебные пособия высш. учеб. заведений).

20. Официальный сайт ОАО «Союз-электро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://souzelectro.spb.ru>– 19.05.2016 г.

21. Официальный сайт АО «Электронмаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electronmash.ru>– 18.05.2016 г.

22. Официальный сайт ООО «ЮгЭнергоПром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ugenergoprom.ru>– 18.05.2016 г.

23. Филатов А.А. Обслуживание электроподстанций оперативным персоналом. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2011.-368 с., ил.

24. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 2011.-288 с.: ил.

25. Козлов В.А., Билик Н.И., Д.Л. Файбисович Справочник по проектированию электроснабжения. – 2-ое изд., перераб. И доп. – Л.: Энергоатомиздат.2008. – 256 с.: ил.