

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки)
Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Разработка системы электроснабжения Возейского месторождения
Усинского района республики Коми

Студент

Д.Б. Мурзин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Кретов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой

д.т.н., профессор, В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« _____ » _____ 20 _____ г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена проектирования и расчета системы электроснабжения нефтяного месторождения «Возейского», месторождение разрабатывается нефтедобывающей компанией ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Для достижения поставленных целей произведен расчет всех электрических нагрузок месторождения. Рассчитаны и подобраны нужные согласно данной ВКР силовые трансформаторы на ГПП (главной понизительной подстанции) 110кВ/6кВ «Возейская» месторождения цеха №6 и расчет трансформаторных подстанций кустов нефтедобычи и цеха №6 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Подобрана принципиальная электрическая схема ГПП (главной понизительной подстанции) Возейского нефтяного месторождения, которая подходит для этого типа электроустановок в данных климатических условиях.

Данная выпускная квалификационная работа содержит 63 страницы, 6 рисунков и 19 таблиц. Графическая часть представлена на шести листах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Параметры и характеристика нефтяного месторождения	7
1.1 Расположение и климатические условия.....	7
1.2 Главные технологические процессы нефтедобычи	7
1.3 Основные потребители электроэнергии и электрической нагрузки, создаваемые ими	8
2 Электроснабжение и электрооборудование нефтедобычи	9
2.1 Технологическая часть	9
2.2 Электрические нагрузки силовых потребителей нефтяного месторождения	11
3 Расчет электрических нагрузок нефтедобывающего месторождения.....	14
4 Выбор количества и мощности трансформаторов.....	16
4.1 Подбор понижающих трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ.....	16
4.2 Подбор количества и номинальной мощности трансформаторов нефтедобывающего цеха №6 напряжением 110/6 кВ	23
5 Компенсация реактивной мощности.....	26
5.1 Финальное определение модели трансформатора.....	28
6 Составление картограммы центра электрических нагрузок	30
7 Подбор схемы внешнего электроснабжения	33
7.1 Выбор главной схемы электрических соединений.....	33
8 Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ	35
9 Подбор оборудования главной понижающей подстанции и распределительных линий.....	40
9.1 Подбор оборудования на стороне высшего напряжения	40
9.2 Подбор оборудования, используемого на стороне НН	43
10 Релейная защита силовых трансформаторов на ГПП	49
10.1 Защита трансформатора ТДН-6/110.....	49
10.2 Максимальная токовая защита трансформатора ТДН-6/110.....	51
10.3 Расчет защиты от перегрузки.....	54

10.4 Дифференциальная защита трансформатора ТДН-6/110.....	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60

ВВЕДЕНИЕ

Нефтедобывающая отрасль для России является одной из основных. Продукция нефтедобывающей отрасли используется как на внутреннем рынке, так и на внешнем. Рост добычи нефти и газа, а также открытие и освоение новых месторождений ставит задачу применения новых технологий при проектировании систем электроснабжения нефтедобывающих месторождений.

Россия занимает второе место по производству электрической энергии, уступая этим лишь США. Производство энергии из нефти и газа Россией в процентном соотношении достигло 80%, а российская энергетика — это около 600 тепловых электростанций, при этом основной потребитель электроэнергии в нашей стране – это промышленность (62%). Размещение производств и предприятий значительно зависит от расположения топливно-энергетических ресурсов.

На первом этапе освоения и разработки месторождений должна быть спроектирована эффективная система электроснабжения, отвечающая условиям минимальных затрат и высокой степени эффективности и надежности.

При проектировании систем электроснабжения необходимо максимально использовать наработанные типовые унифицированные проекты электроснабжения с учетом специфики региона.

Темой выпускной квалификационной работы является «Разработка системы электроснабжения Возейского нефтяного месторождения» которая является актуальной.

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы разрабатывается проект электроснабжение нефтедобывающих кустов скважин № 123, №125, №128, №129, №2018, №2053, №2072, электрооборудования цеха №6 принадлежащего ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» выбор состава оборудования подстанции 110/6 кВ, а также линий

электропередач для доставки электроэнергии на кусты нефтедобычи и цеховое оборудование Возейского месторождения.

Задачи выпускной квалификационной работы является:

1. Разработка проекта электроснабжения скважин на напряжение ниже 1000 В;
2. Разработка электроснабжения вспомогательных цехов месторождения;
3. Разработка проекта внешнего электроснабжения месторождения.

При разработке проекта необходимо использовать современное преимущественно отечественное оборудование, а также стандартные унифицированные проекты для сокращения затрат. Кроме того, должны быть проанализированы и учтены климатические особенности региона месторасположения месторождения.

1 Параметры и характеристика нефтяного месторождения

1.1 Расположение и климатические условия

Данные электропотребители находятся на Возейском нефтяном месторождении. Данное нефтяное месторождения располагается на территории Усинского района Республики Коми, располагается за полярным кругом, нефтедобычу ведет предприятие ОАО «Лукойл-Коми».

Возейское нефтяное месторождение согласно сайту «Гисметео» обладает следующими климатическими условиями:

- среднегодовая температура воздуха -5°C ;
- абсолютная минимальная температура воздуха -53°C ;
- абсолютная максимальная температура воздуха $+34^{\circ}\text{C}$;
- ветровая нагрузка IV района по СП 20.13330.2011 – 0,48 кПа;
- снеговая нагрузка расчетная для V района по СП 20.13330.2011 и СНиП 2.01.07-85* - 3,2 кПа;
- сейсмичность — неактивная зона;
- зона влажности — нормальная.
- тип атмосферы - II (промышленная) по ГОСТ 15150-69.

Оборудование, располагаемое на данной местности должно иметь категорию размещения УХЛ1 и рассчитываться для работы в перечисленных выше климатических условиях.

1.2 Главные технологические процессы нефтедобычи

В нефтедобыче технологический процесс осуществляет поэтапно следующие процессы:

- 1) Добыча нефти и попутного газа через нефтедобывающие скважины;
- 2) Прохождение нефти и попутного газа через измерительные установки АГЗУ, которые отделяют нефть от попутного газа и

- производят подсчет данного сырья;
- 3) Транспортировка нефти с помощью ДНС (дожимных насосных станций) которые создают необходимое давление в коллекторе;
 - 4) Прохождение эмульсии нефти через УПН (установку подготовки нефти) для очистки её крупных примесей и разделения на газ, воду и саму нефть для её транспортировки;
 - 5) Очистка от газа, конденсата и прочих вредных примесей, а также прохождение через компрессионные насосные станции (КНС) с помощью которых создается давление необходимого для транспортировки нефти;
 - 6) Возврат полученной при очистке эмульсии воды назад в пласт;

1.3 Основные потребители электроэнергии и электрической нагрузки, создаваемые ими

Главные потребители электрической энергии:

- 1) Погружные нефтяные насосы центробежного типа (ЭЦН);
- 2) Нефтяные насосы - станки качалки;
- 3) Блок боксы насосов при ДНС;
- 4) Установки подготовки нефти (УПС);
- 5) Замерные установки АГЗУ
- 6) Блоки дозированной подачи реагента (БР)

По надежности электроснабжения ГЗУ, ДНС скважины относятся ко II категории, КНС - к III категории.

2 Электроснабжение и электрооборудование нефтедобычи

2.1 Технологическая часть

Оборудование необходимое для нефтедобычи на Возейском нефтяном месторождении находится с учетом пожарной безопасности и технологического процесса, все установки в цеху оснащены системой пожарной сигнализации и автоматизированной системой пожаротушения. Оборудование цеха №6 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Технологическое оборудование нефтепромысла

Название электропотребителя	Потребляемый эл. ток; кВт
Компрессорная насосная станция (КНС)	
Операторная	15
Мастерская	13
Котельная	36
Установки охлаждения газа	104,4
Блок насосов	55,85
Установка подготовки нефти (УПН)	
Операторная	6,3
Лаборатория нефти и газа	45
Пункт приёма привозной нефти	98,6
Установка очистки жидкости	210
Установка подготовки нефти	187,8
База цеха №6	
РММ	55,7
Общежитие	14
Столовая	55,7
Автозаправочная станция	5,6
Пожарная часть	105,5
Здание управления	16,3

Помимо данного оборудования в цех №6 обслуживающий Возейское нефтяное месторождение входит 7 нефтедобывающих кустов на которых находится 28, оснащенных измерительным оборудованием АГЗУ, блоками БР, освещением, насосным оборудованием, таким как погружные насосы ЭЦН и станки качалки разной мощности.

Основные потребители на данных кустах это ЭЦН насосы и станки качалки, которые работают от КТП находящихся недалеко от устья скважины.

Режимы работы и тех, и других продолжительный, оба имеют в составе трехфазные асинхронные двигатели, разница состоит в схеме питания, так как станок качалка установлен непосредственно на скважину снаружи, питание его осуществляется напрямую от КТП через блок управления установленный непосредственно на самом станке и питается трехфазным током напряжением 380 вольт и частотой 50 герц для этого обычно используется кабель ВВГнг 5х35 проложенный в металлических лотках по кабельной эстакаде. С ЭЦН насосами схема немного сложнее, так как насос погружается непосредственно в скважину, на Возейском месторождении глубина скважин может достигать 3000 метров, поэтому питание в 380 вольт как для обычного станка качалки невозможно, для питания данных насосов используются повышающие трансформаторы ТМПН разных мощностей в купе со станциями управления «Борец» которые установлены перед ними. Напряжение, которое выдают данные трансформаторы в среднем для Возейского месторождения это 3000 вольт. Питание трансформаторов обычно осуществляется кабелем ВВГнг 4х50, из ТМПН до соединительной коробки КПК-2 находящейся у устья скважины осуществляется высоковольтным бронированным кабелем ВБбШв-6 3х35 или 3х50, далее в самой скважине до насоса питание происходит с помощью кабеля специально кабеля, использующего именно для погружных высоковольтных насосов КППБК 3х35. Нагрузка, создаваемая данными приборами симметричная и равномерная. По степени бесперебойности все они принадлежат третьей категории.

Замерные установки (АГЗУ) потребляют значительно меньшее, основные потребители в них, это установки обогрева и вентиляция, питание АГЗУ осуществляется трехфазным током частотой 50 герц и напряжением 380 вольт, средняя мощность 5кВт. Так же для регулирования, автоматического отключения и т. д. используются электроздвижки, параметры и потребление тока примерно аналогично АГЗУ. Все данные электропотребители относятся к третьей категории.

Следующие потребители – дожимные насосные станции, они в основном состоят из насосов, в среднем силы приводов насоса 45 кВт, а режим работы продолжительный, по степени бесперебойной работы они принадлежат к третьей категории.

2.2 Электрические нагрузки силовых потребителей нефтяного месторождения

2.2.1 Расчётных нагрузок нефтяного месторождение на низкой стороне напряжением до 1000В

Рассчитаем общие нагрузки по цеху с помощью подсчета общего коэффициента электронагрузки, так же для потребителей до 1000В отдельно подсчитаем нагрузку нефтедобывающего куста № 123 целиком.

Определим нагрузку КТПН 6/0,4 кВ нефтедобывающего куста № 123, в соответствии со следующими данными ЭП:

- 1) ЭЦН Насос; $K_{и} = 0,6$; $\cos\varphi = 0,89$; $\operatorname{tg}\varphi = 0,512$; $p_{н} = 30,0$ кВт;
- 2) ЭЦН Насос; $K_{и} = 0,5$; $\cos\varphi = 0,89$; $\operatorname{tg}\varphi = 0,512$; $p_{н} = 30,0$ кВт;
- 3) ЭЦН Насос; $K_{и} = 0,7$; $\cos\varphi = 0,89$; $\operatorname{tg}\varphi = 0,512$; $p_{н} = 30,0$ кВт;
- 4) Станок - Качалка; $K_{и} = 0,8$; $\cos\varphi = 0,8$; $\operatorname{tg}\varphi = 0,75$; $p_{н} = 22,0$ кВт;

Расчет нагрузки рассматривается на примере КТП-123 с АВР и двумя трансформаторами.

- Общее количество насосов - 4 шт., $K_{и} = 0,639$; $\cos\varphi = 0,89$; $\operatorname{tg}\varphi = 0,512$; $p_{н} = 112,0$ кВт.

Определяем наивысшие нагрузки по графику за самую загруженную рабочую смену по следующим формулам:

$$P_{см} = K_{и} \cdot p_{н} \cdot n$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi$$

где $P_{см}$, $Q_{см}$ - реактивная и активная электрически нагрузки за наиболее загруженную рабочую смену, в кВт, кВар;

n - количество электроприемников;

$\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент мощности.

$K_{из}$ - коэффициент использования;

$$P_{см} = 0,639 \cdot 112,0 = 71,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{см} = 71,6 \cdot 0,512 = 40,865 \text{ кВар.}$$

Рассчитаем коэффициент использования группы электроприемников по следующей формуле:

$$K_{из} = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_{н}},$$

$$K_{из} = \frac{71,6}{112} = 0,64.$$

Для расчёта числа электроприемников $n_{э}$ определяем величину $\sum n \cdot P_{н}^2$, по формуле:

$$\sum n \cdot P_{н}^2 = 3 \cdot 30^2 + 22^2 = 3184 \text{ кВт}^2.$$

Определяем эффективное число ЭП по формуле:

$$n_{э} = \frac{\left(\sum_1^n P_{н} \right)^2}{\sum_1^n n \cdot P_{н}^2},$$

$$n_{э} = \frac{112^2}{3184} = 3,3.$$

Принимаем число $n_{э} = 3$ как количество

Определяем активную мощность P_p , кВт:

$$P_p = K_p \cdot P_{см},$$

$$P_p = 1,12 \cdot 71,6 = 87,35 \text{ кВт.}$$

Определяем реактивную нагрузку Q_p , кВар:

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{см},$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 40,865 = 44,95 \text{ кВар.}$$

Рассчитываем полную мощность S_p , кВА, по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

$$S_p = \sqrt{87,35^2 + 44,95^2} = 98,24 \text{ кВар.}$$

Рассчитываем значение токовой нагрузки I_p :

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}},$$

$$I_p = \frac{98,24}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 141,79 \text{ А}$$

Расчет трехфазных нагрузок силовых электроприемников напряжением до 1000В закончен. Нагрузка однофазных электроприемников на столько мала, что ей можно пренебречь.

3 Расчет электрических нагрузок нефтедобывающего месторождения

В первую очередь при проектировании электроснабжения нефтедобывающего месторождения является расчет всех электрических нагрузок. Расчет электрических нагрузок нужен для подбора и проверки силовых трансформаторов, проводников электрической энергии, компенсирующих устройств и так далее. От корректного определения электрических нагрузок потребителей зависят необходимые затраты на строительство электросетей и систем электроснабжения данного нефтедобывающего цеха, надежность работы электрооборудования и расходы на его эксплуатацию.

Для данного проектируемого нефтяного месторождения вся мощность задается по объектам, перечисленным выше.

Для определения электрических нагрузок, воспользуемся расчетом по коэффициенту спроса. Определение нагрузок проведено на основании данных о общей установленной мощности объектов нефтедобычи, включая их освещение. Также учитывается коэффициент мощности и коэффициент спроса.

Для групп электроприемников одинаковых по режиму работы расчетную нагрузку определяем по следующим формулам:

$$P_p = K_c \cdot P_{уст},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi,$$

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

Здесь P_p - активная мощность, в кВт;

S_p - определенная мощность для всех электроприемников.

$P_{уст}$ - активная мощность всех рассчитываемых электроприемников, в кВт;

Q_p - расчетная реактивная мощность, в кВар;

K_c - коэффициент спроса;

$\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент реактивной мощности;

По формуле расчетная нагрузка нефтедобывающего месторождения (цеха и кустов нефтедобычи) $S_{p\Sigma}$ определяется как сумма всех расчетных нагрузок, располагающихся на данных объектах и рассчитывается по формуле:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{pi}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{pi}\right)^2};$$

4 Выбор количества и мощности трансформаторов

4.1 Подбор понижающих трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ

Мощность и количество трансформаторов на нефтедобывающем объекте зависит от двух основных параметров, это категория потребителей, так как у нас у фактически у всех потребителей категория бесперебойной работы оборудования третья, нам необходимо в каждое КТП установить минимум 2 трансформатора одинаковые по параметрам, который каждый в отдельности сможет выдерживать нагрузку необходимую для работы объекта нефтедобычи.

Для цехов с химически активной средой, пожароопасных и взрывоопасных объектов, среды которых могут воздействовать на оборудование подстанции, а также в случаи питания групп мелких разбросанных объектов с общей нагрузкой до 1000 кВА, запитывают от отдельно стоящих подстанций.

Также при проектировании необходимо и учитывать возможность расширения производственных мощностей предприятия и отдельных цехов. Для этого необходимо предусмотреть возможность установки в КТП трансформаторов большей мощности. Например, при установке трансформатора с мощностью 400 кВА предусматривают габаритные камеры и под трансформатор с мощностью 630 кВА и так далее.

Более того, если предприятие или цех имеют потребителей первой категории, то установка двух трансформаторов, выполняющих резервирование электропитания обязательна, при этом резерв должен вводиться автоматически.

Для КТП с наличием потребителей второй категории возможна установка одного трансформатора. Резервная линия может заводиться от другой, смежной подстанции, путем прокладки перемычки на стороне низкого напряжения. Но в большинстве случаев применяют двух трансформаторные подстанции.

На КТП не рекомендуется установка более двух трансформаторов, поскольку это ведет к усложнению электрических схем и увеличению капитальных затрат. Самыми дешевыми являются одно трансформаторные станции, однако если график нагрузки предприятия резко меняется в течении суток, то в целях экономии электрической энергии применяют двух трансформаторный вариант. Иногда встречаются варианты с тремя и более трансформаторами, но они очень редки и применяются в особых случаях. Также при выборе трансформаторов в КТП необходимо стремиться к тому, чтобы все они имели одинаковую мощность.

Расчет мощности трансформаторов производится исходя из расчетной нагрузки каждого электропотребителя и коэффициента загрузки.

Разделим расчетную нагрузку по КТП (таблица 2).

Таблица 2 – Общая нагрузка для каждой КТП

Объект где установлено КТП	Категория потребителя	P_p ; кВт	Q_p ; кВар	S_p ; кВА
1	2	3	4	5
КТП-123				
Нефтедобывающий куст № 123	III	87,35	44,95	98,24
КТП-125				
Нефтедобывающий куст № 125	III	95,12	57,45	111,12
КТП-128				
Нефтедобывающий куст № 128	III	66,92	23,96	71,1
КТП-129				
Нефтедобывающий куст № 129	III	101,38	58,77	117,19
КТП-2018				
Нефтедобывающий куст № 2018	III	96,54	57,78	112,51
КТП-2053				
Нефтедобывающий куст № 2053	III	61,57	49,47	78,99
КТП-2072				
Нефтедобывающий куст № 2072	III	80,3	48,17	93,64
КТП-1				
Насосная компрессорная станция	II	148,7	141,15	206,5
КТП-2				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
УПН	II	415,7	323,3	529,02
КТП-3				
Цех №6	III	182,4	169,15	239,33
ИТОГО по всем КТП		1566,34	1116,872	1939,904

Выберем мощность и количество трансформаторов для КТП куста № 125:

1) Количество трансформаторов на КТП регламентируется в основном категорией потребителя, для потребителей категории III, мы понесем существенные экономические потери при отсутствии электричества на объекте, поэтому будем использовать два трансформатора, но рассчитываем один, так как второй трансформатор предназначен для резервирования нагрузки.

2) Примерная мощность трансформатора $S_{ор.тр.}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$S_{ор.тр.} = \frac{S_{p\Sigma}}{n \cdot K_3},$$

где $S_p \Sigma$ - рассчитанная мощность Т-1;

n - количество трансформаторов;

K_3 - коэффициент нагрузки трансформатора.

$$S_{ор.тр.} = \frac{111,12}{1 \cdot 0,7} = 158,7 \text{ кВА.}$$

3) Из каталога подобрали трансформатор, приближенный по нашим параметрам: ТМЗ-160/6/0,4/У/УН-0 ($n = 1$ шт.).

4) Рассчитаем коэффициент нагрузки трансформатора:

$$K'_3 = \frac{S_{p\Sigma}}{n \cdot S_{ст.тр.}},$$

где $S_{ст.тр.}$ - стандартная расчетная мощность трансформатора.

$$K'_3 = \frac{111,12}{1 \cdot 160} = 0,69.$$

5) Расчет мощности трансформаторов учитывает реактивную мощность, для сетей 0,4 кВ.

Для расчета максимальной реактивной мощности трансформатора $Q_{\max.т.}$ используем формулу:

$$Q_{\max.т.} = \sqrt{(1,1 \cdot n \cdot K'_3 \cdot S_{ст.тр})^2 - P_p^2},$$

где 1,1 - коэффициент учитывающий, что данные трансформаторы имеют загрузку, не превышающую 0,9 и коэффициента сменности по энергоиспользованию имеет значение 0,9, поэтому для масляных трансформаторов может быть допущена систематическая перегрузка 10% в течение одной смены.

$$Q_{\max.т.} = \sqrt{(1 \cdot 1 \cdot 0,69 \cdot 160)^2 - 95,12^2} = 75,5 \text{ кВар}.$$

Текущие расчеты показывают нам, что трансформаторы могут выделить в сеть 0,4 кВ нужное количество реактивной мощности, проверяется данное значение по следующему условию:

$$Q_{\max.т.} = 75,5 > Q_p = 57,45$$

б) В текущих условиях и классе электропотребителей в КТП предусмотрено по два одинаковых трансформатора, но все вторые трансформаторы используются как резервные, способные долговременно держать нагрузку всего объекта при неисправности первого или выводе его в ремонт. Произведем испытание этих трансформаторов на систематическую перенагрузку.

Для данного вида нагрузок обозначенного на графике рисунка 1, испытаем выбранные ранее нами трансформаторы и периодическую перенагрузку.

Перегрузка $S_{ав.т.}$ кВА определяется по следующей формуле:

$$S_{ав.т.} = K_{дон} \cdot S_{н.т.},$$

где K_{don} - коэффициент периодической перегрузки трансформаторов.

Так как номинальная мощность трансформатора превышает мощность данного узла, то есть выполняется условие:

$$S_{н.т.} = 160 \text{ кВА} > 111,12 \text{ кВА} = S_p$$

Следовательно, если выполняется данное условие, то трансформаторы на систематическую перегрузку не проверяются.

В КТП куста скважин № 125 предусматриваем трансформаторы ТМЗ-160/6/0,4. параметры которых выписаны в таблицу 4.

Так же производим расчет параметров трансформаторов для всех КТП установленных на Возейском месторождении и выпишем их в таблицу 3.

Таблица 3 - Параметры трансформаторов

$U_{вн};$ кВ	$\Delta P_{xx};$ кВт	$I_{xx};$ %	$\Delta P_{кз};$ кВт	$U_{кз};$ %	$U_{нн};$ кВ	$S_{ст.тр};$ В кВА
6,0	0,51	4	2,65	5,5	0,4	160
6,0	0,74	3,5	3,7	5,5	0,4	250
6,0	1,3	3	5,4	5,5	0,4	400
6,0	2	1,5	7,3	5,5	0,4	630

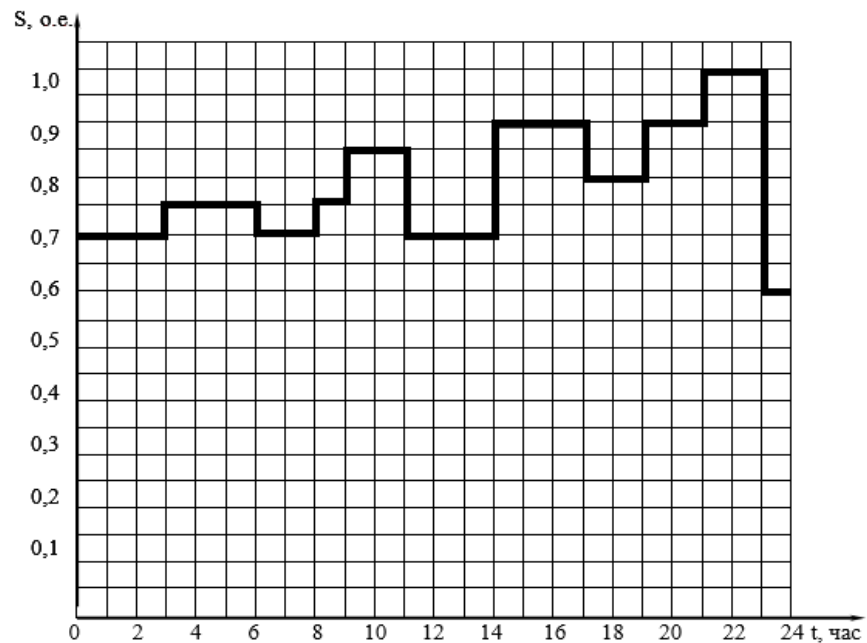


Рисунок 1 – График электрической нагрузки в зависимости от времени

Таблица 4 – Используемые нами трансформаторы и мощность и количество

Данные полученные в ходе расчетов	Объекты и используемые трансформаторы									
	КТП-1	КТП-2	КТП-3	КТП-123	КТП-125	КТП-128	КТП-129	КТП-2018	КТП-2053	КТП-2072
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Типы трансформаторов	ТМЗ	ТМЗ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ
$S_{p\Sigma}$, кВА	206,5	529,02	250,23	98,24	111,12	71,08	117,19	112,51	78,99	93,64
$S_{op.тр.}$, кВА	250	630	400	160	160	160	160	160	160	160
n, шт.	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
K_3	0,8	0,8	0,6	0,6	0,7	0,4	0,7	0,7	0,5	0,6
$S_{ст.тр.}$, кВА	250	630	400	160	160	160	160	160	160	160
K'_3	0,8	0,8	0,6	0,6	0,7	0,4	0,7	0,7	0,5	0,6
$Q_{max.т.}$, кВар	429,2	1087	207,1	63,62	76,77	40,44	79,61	77,44	61,30	64,51
Q_p , кВар	141,15	323,3	170,17	44,952	57,451	23,961	58,769	57,781	49,473	48,171

4.1.1 Расчет мощности, теряемой трансформаторами при понижении напряжения с 6 до 0,4 кВ

Рассчитаем потери мощности для КТП на нефтедобывающем кусте №125:

- рассчитаем потери активной энергии ΔP_m , кВт:

$$\Delta P_m = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{p\Sigma}}{S_{mp.ст}} \right)^2,$$

При этом ΔP_{xx} и $\Delta P_{кз}$ - потери которые происходит при холостой работе трансформатора и коротком замыкании, кВт.

$$\Delta P_m = 1 \cdot 0,51 + 1 \cdot 2,65 \cdot \left(\frac{111,12}{160} \right)^2 = 1,78 \text{ кВт.}$$

- рассчитываем потери реактивной мощности ΔQ_m , кВар:

$$\Delta Q_m = \frac{n \cdot I_{xx} \cdot S_{cm.mp}}{100} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз} \cdot S_{p\Sigma}^2}{100 \cdot S_{cm.mp}},$$

При $U_{кз}$ и $I_{хх}$ потери которые происходит при холостой работе трансформатора и коротком замыкании, в процентном соотношении.

$$\Delta Q_m = \frac{1 \cdot 4 \cdot 160}{100} + \frac{5,5 \cdot 111,12^2}{100 \cdot 160} = 10,6 \text{ кВар.}$$

Рассчитаем мощность Т-1 при этом прибавляя к ней возможные потери:

- Рассчитаем активную мощность P_{mn} , кВт, :

$$P_{mn} = P_p + \Delta P_m,$$

$$P_{mn} = 95,12 + 1,78 = 96,9 \text{ кВт.}$$

- Рассчитаем реактивную мощность Q_{mn} кВар :

$$Q_{mn} = Q_p + \Delta Q_m,$$

$$Q_{mn} = 57,45 + 10,6 = 68,05 \text{ кВар.}$$

- Рассчитаем полную мощность S_{mn} кВА :

$$S_{mn} = \sqrt{P_{mn}^2 + Q_{mn}^2},$$

$$S_{mn} = \sqrt{96,9^2 + 68,05^2} = 118,6 \text{ кВА.}$$

По такому же принципу определяем полную мощность для всех КТП, а результаты расчетов сводим в таблицу 5.

Таблица 5 - Расчетная нагрузка с учетом потерь в трансформаторах

Трансформаторная подстанция	$P_{тп};$ кВт	$\Delta P_{т};$ кВт	$\Delta Q_{т};$ кВар	$S_{тп};$ кВА	$Q_{тп};$ кВар
1	4	2	3	6	5
КТП-11	151,44	3,30	2,74	222,75	163,34
КТП-12	422,27	6,57	6,57	551,29	354,42
КТП-13	184,71	3,41	3,41	265,55	190,78
КТП-123	88,86	1,72	1,51	104,33	54,67
КТП-125	96,91	2,00	1,79	118,6	68,05
КТП-128	67,96	1,23	1,03	75,16	32,10
КТП-129	103,32	1,83	1,93	124,73	69,89
КТП-2018	98,36	2,04	1,82	119,88	68,53
КТП-2053	62,73	1,36	1,16	85,45	58,02
КТП-2072	81,72	1,62	1,42	99,97	57,59
ИТОГО:	47,49			513,25	511,05

4.1.2 Подбор исполнения КТП на объектах нефтяного месторождения

В выпускной квалификационной работе мы будем использовать КТП 6/0,4 кВ наружной установки с двумя секциями, обледенёнными с помощью АВР, способными по отдельности выдерживать максимальную нагрузку на каждом из объектов где они установлены, при этом во избежание простоя оборудование, все электропотребители, подключенные КТП примерно в одинаковой степени расформировываются по её обоим секциям, что приведет к меньшей нагрузке отсутствию простоя у оборудования, все КТП снабжены освещением, разделенными секциями между высоковольтной и низковольтной частью, имеют видимое заземление в двух и более точках и установленные на металлические площадки. Для питания высоковольтной части КТП в основном используются воздушные вводы, но предусмотрен и кабельный ввод в нижней её части.

Все данные об используемых нами КТП сведены в таблицу 6

Таблица 6 - Каталожные данные КТП

Параметры КТП	КТПН-72М-400	КТПН-72М-250	КТП-250	КТПН-72М-160
1	5	3	4	2
Номинальная мощность трансформатора, кВА	400	250	250	160
Ввод	Воздушный	Воздушный	Кабельный	Воздушный
Тип силового трансформатора	2хТМ	2хТМ	2хТМЗ	2хТМ
Тип коммутационного аппарата:	-	-	-	-
на вводах и секционных 0,4 кВ	ВА	ВА	Э40	ВА
на отходящих линиях 0,4 кВ	АЕ	АЕ	АЕ	АЕ
на стороне 6 кВ	РВЗ-6/400	РВЗ-6/400	РВЗ-6/400	РВЗ-6/400

4.2 Подбор количества и номинальной мощности трансформаторов нефтедобывающего цеха №6 напряжением 110/6 кВ

Количество трансформаторов определяется исходя из категорий потребителей, находящихся на объектах, питаемых ГПП, исходя из данным принятых нами ранее выбираем для установки два трансформатора с возможностью резервирования.

Рассчитаем общую мощность $S_{p\Sigma}$, *кВА* :

$$S_{p\Sigma} = S_{mn\Sigma} + S_{\delta e\Sigma} + S_{noc\Sigma},$$

где $S_{\delta e\Sigma}$ - суммарная нагрузка электродвигателей, *кВА*;

$S_{noc\Sigma}$, - нагрузка села "Усть-Уса".

$$S_{p\Sigma} = 1939,9 + 1169 + 4951 = 8059,9 \text{ кВА.}$$

Рассчитаем мощность трансформатора $S_{op.mp}$, *кВА* :

$$S_{op.mp} = \frac{S_{p\Sigma}}{n \cdot K_3},$$

$$S_{op.mp} = \frac{8059,9}{2 \cdot 0,4} = 10074,9 \text{ кВА.}$$

Выбираем два трансформатора ТДН-6/110

Рассчитываем коэффициент нагрузки трансформатора K'_3

$$K'_3 = \frac{S_{p\Sigma}}{n \cdot S_{ст.мп}},$$

$$K'_3 = \frac{8059,9}{2 \cdot 10000} = 0,4.$$

Так же испытываем данные трансформаторы на работу в аварийном режиме в соответствии с графиком нагрузки:

$$S_{ав.т.} = K_{дон} \cdot S_{н.т.},$$

$$S_{ав.т.} = 1,1 * 10000 = 11000 \text{ кВА}$$

$$S_{ав.т.} = 11000 \text{ кВА} > 8059,9 \text{ кВА} = S_p$$

Трансформаторы проверены и подходят. На главную понижающую подстанцию устанавливаем два трансформатора типа ТДН-6/110. Параметры трансформаторов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры трансформаторов ТДН-6/110

$S_{ст.тр};$ кВА	$U_{вн};$ кВ	$I_{xx};$ %	$\Delta P_{кз};$ кВт	$U_{нн};$ кВ	$\Delta P_{xx};$ кВт	$U_{кз};$ %
10000	115,0	0,85	60,0	6,5	14,0	6,5

Рассчитаем потери мощности:

- Рассчитаем потери активной энергии:

$$\Delta P_m = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{p\Sigma}}{S_{мр.ст}} \right)^2,$$

$$\Delta P_m = 2 \cdot 14 + \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot \left(\frac{8059,9}{10000} \right)^2 = 47,49 \text{ кВт.}$$

- Рассчитаем потери реактивной энергии:

$$\Delta Q_m = \frac{n \cdot I_{xx} \cdot S_{см.мр}}{100} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз} \cdot S_{p\Sigma}^2}{100 \cdot S_{см.мр}},$$

$$\Delta Q_m = \frac{2 \cdot 0,85 \cdot 10000}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{6,5 \cdot 8059,9^2}{100 \cdot 10000} = 511,05 \text{ кВар.}$$

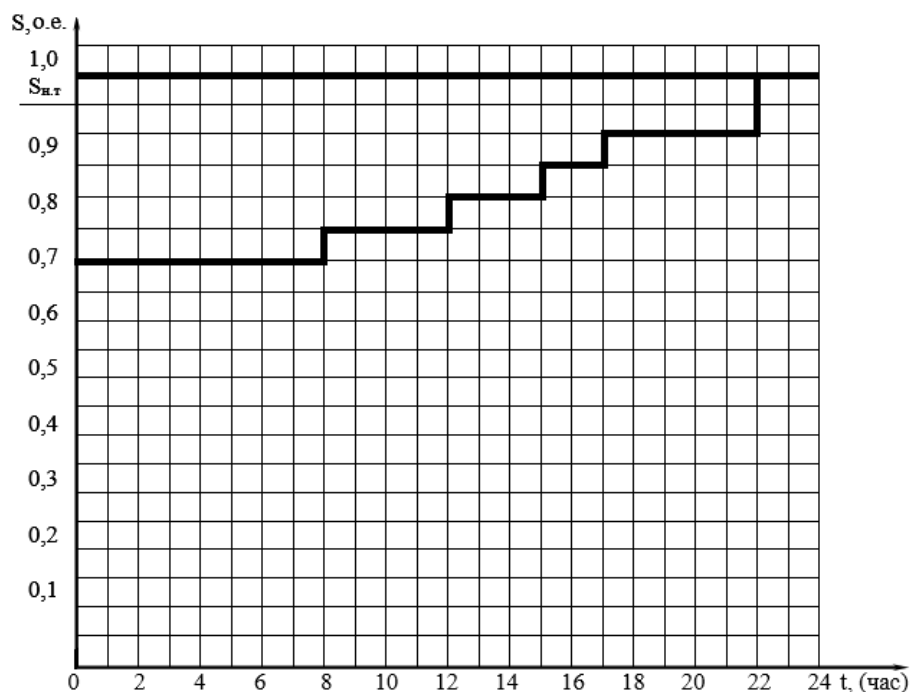


Рисунок 2 - Совмещенный суточный график нагрузки

5 Компенсация реактивной мощности

Большинство электроприемников потребляет из сети ток, отстающий от приложенного к зажимам напряжения. Это связано с наличием индуктивностей, создающих магнитный поток, необходимый для функционирования ЭП. Примем, что приемник электроэнергии присоединён к источнику синусоидального напряжения потребляет синусоидальный ток, сдвинутый по фазе относительно напряжения на угол φ .

Мгновенная мощность, переносимая переменным (синусоидальным) током, — это произведение мгновенных тока и напряжения. Мгновенная мощность — тоже синусоида, но двойной частоты. Мгновенная мощность положительна при совпадении знаков тока и напряжения грузку.

Введенное понятие «реактивная мощность» отражает обменные процессы передачи энергии на переменном токе. Протекает РМ по элементам сети, загружая их, вызывает в них потери активной и реактивной мощности, вызывает падение напряжения, но не производит полезной работы в нагрузке, так как количество энергии в целом за период, перенесенной сфокусированной синусоидой в одном направлении, равно количеству энергии, перенесенной в обратном направлении. По этой причине произведение РМ на время не является энергией и нет понятия «реактивная энергия»

При наличии индуктивностей в нагрузке часть периода электромагнитной энергии запасается, а в другую часть периода она поступает обратно в основной источник энергии — генератор. В целом за период количество энергии, переданной от генератора в нагрузку, больше (на величину активной мощности), чем переданной от нагрузки в генератор. Происходит перенос энергии от генератора в нагрузку. Аналогичные процессы происходят, если в нагрузке присутствует не индуктивность, а емкость, т. е. есть нагрузка потребляет ток, опережающий напряжение.

Определим $Q, \text{кВар}$:

$$Q_3 = P_{p\Sigma} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{3.n.},$$

где $P_{p\Sigma}$ - общая активная нагрузка на шинах трансформатора, без учета потери на трансформацию, кВт.

$$P_{p\Sigma} = P_{mn\Sigma} + P_{\text{дв}\Sigma} + P_{\text{сел}\Sigma}$$

где $P_{mn\Sigma}$ - активная нагрузка кВт;

$P_{\text{дв}\Sigma}$ - активная погружных двигателей кВт;

$P_{\text{сел}\Sigma}$ - активная нагрузка села "Усть-Уса", кВт.

$$P_{p\Sigma} = 1566,34 + 1024 + 4278 = 6868,34 \text{ кВт.}$$

$$Q_3 = 6868,34 \cdot 0,44 = 3022,1 \text{ кВар.}$$

$$Q_3 \geq Q_{p\Sigma};$$

где $Q_{p\Sigma}$ - общая реактивная нагрузка всех кустов нефтедобычи, кВар.

$$Q_{p\Sigma} = Q_{mn\Sigma} + Q_{\text{дв}\Sigma} + Q_{\text{сел}}$$

где $Q_{mn\Sigma}$ - суммарная реактивная нагрузка низковольтной кВар;

$Q_{\text{дв}\Sigma}$ - реактивная нагрузка погружных двигателей кВар;

$Q_{\text{сел}}$ - реактивная нагрузка села "Усть-Уса", кВар.

$$Q_{p\Sigma} = 1116,87 + 553 + 2521 = 4190,9 \text{ кВар}$$

$$Q_3 = 3022,1 \text{ кВар} < 4190,9 \text{ кВар} = Q_{p\Sigma}$$

Исходя из расчетов требуется установка конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности.

Результаты распределения мощности конденсаторных установок сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Результаты распределения мощности конденсаторных установок

Наименование объекта/номер секции на ГПП, от которой запитан данный объект	$Q_{\text{бк } i}$, кВар
КТП-1 1 и 2 секция ГПП	37,05
КТП-2 1 и 2 секция ГПП	84,86
КТП-3 1 секция ГПП	44,67
КТП-123 1 секция ГПП	11,80
КТП-125 2 секция ГПП	15,08
КТП-128 2 секция ГПП	6,29
КТП-129 1 секция ГПП	15,43
КТП-2018 1 секция ГПП	15,17
КТП-2053 1 секция ГПП	12,99
КТП-2072 1 секция ГПП	12,64
Электродвигатели/1секция ГПП	83,89
Электродвигатели/2секция ГПП	83,89
поселок "Усть-Уса"/1 секция ГПП	249,40
поселок "Усть-Уса"/2 секция ГПП	273,07

Таблица 9 - Результаты распределения мощности конденсаторных установок с учетом потерь в трансформаторах.

Наименование объекта/номер секции на ГПП, от которой объект запитан	$Q_{\text{бк } i}$, кВар
КТП-1 1 и 2 секция ГПП	59,24
КТП-2 1 и 2 секция ГПП	115,97
КТП-3 1 секция ГПП	65,27
КТП-123 1 секция ГПП	21,52
КТП-125 2 секция ГПП	25,72
КТП-128 2 секция ГПП	14,43
КТП-129 1 секция ГПП	26,55
КТП-2018 1 секция ГПП	25,92
КТП-2053 1 секция ГПП	21,53
КТП-2072 1 секция ГПП	22,06
Электродвигатели/1секция ГПП	83,89
Электродвигатели/2секция ГПП	83,89
поселок "Усть-Уса"/1 секция ГПП	249,40
поселок "Усть-Уса"/2 секция ГПП	273,07
ИТОГО	1153,36

Производим выбор конденсаторных установок для ГПП на низкой стороне из каталога и выбираем:

Четыре установки УК-6,5-300УЗС.

5.1 Финальное определение модели трансформатора

Определим мощность трансформаторов главной понижающей подстанции с расчетом реактивной мощности:

Вычислим активную мощность $P_{\Sigma ГПП}$, ,:

$$P_{\Sigma ГПП} = P_{p\Sigma} + \Delta P_{ГПП},$$

$$P_{\Sigma ГПП} = 6868,34 + 47,49 = 6915,83 \text{ кВт.}$$

Вычислим реактивную мощность $Q_{\Sigma ГПП}$, ,:

$$Q_{\Sigma ГПП} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{ГПП} - Q_{\text{вбк ном}},$$

$$Q_{\Sigma ГПП} = 4190,9 + 511,05 - 1200,0 = 3501,95 \text{ кВар.}$$

Вычислим полную мощность $S_{\Sigma ГПП}$:

$$S_{\Sigma ГПП} = \sqrt{P_{\Sigma ГПП}^2 + Q_{\Sigma ГПП}^2} = \sqrt{6915,83^2 + 3501,95^2} = 7750,8 \text{ кВА.}$$

Вычисляем полную мощность с учетом коэффициента $K_{pm} = 0,9$:

$$S_{\Sigma ГПП} = 0,9 \cdot 7750,8 = 6975,7 \text{ кВА.}$$

Для перспектив развития нефтедобывающего месторождения согласно плану бурения, выбираем трансформаторы мощностью 10000 кВА.

6 Составление картограммы центра электрических нагрузок

Главную понизительную подстанцию ГПП (ее иногда называют главной питающей подстанцией) строят в центре электрических нагрузок месторождения нефтедобычи, исходя из технико-экономических расчетов. Для того, чтоб определить центр этих самых электрических нагрузок, выполняют построение картограммы электрических нагрузок, которая представляет из себя генеральный план цеха нефтедобычи с показанными на нем осветительными и силовыми нагрузками каждого объекта.

Центр нагрузок мы находим с помощью методов построения равнодействующих нагрузок, которые аналогичны методам теоретической механики.

Наиболее часто в практике применяют систему дробления цеховых подстанций, при которой они располагают внутри цехов или вблизи их. Как правило, мощность таких подстанций не превышает 1000 кВА при вторичном напряжении (напряжение цеховой сети) 380/220 В. Использование такой системы позволяет довольно ощутимо снизить затраты как капитальные расходы, так и эксплуатационные на сеть низкого напряжения (в основном за счет снижения потерь в сетях 380/220 В). Однако при этом автоматически повышаются затраты на аппаратуру в сетях высокого напряжения, но несмотря на это система с мелкими подстанциями, приближенными к кустам нефтедобычи, оказываются экономически обоснованными и применяются практически во всех крупных предприятиях.

Как и место ГПП, места расположения трансформаторных подстанций 6/0.4 кВ определяют с помощью картограмм электрических нагрузок.

В настоящее время довольно большое количество предприятий, специализирующихся на выпуске электротехнической продукции, выполняет выпуск комплектных малогабаритных трансформаторных подстанций (КТП), которые вполне пригодны для размещения на объектах нефтедобычи, имеют простые схемы электрических соединений, имеющие сборные шины и

выключатели на стороне высокого напряжения. К тому же они довольно дешевы и просты, поэтому получили довольно широкое применение.

При нахождении ЦЭН мы применяем метод из теоретической механики, смысл его заключается в том, что вместо массы тел, мы применяем электрические нагрузки объектов расположенных в системе координат X и Y. Расчет центра энергетических производится по формулам из теоретической механики:

$$X_{\text{цэн}} = \frac{\sum_1^n S_i \cdot X_i}{\sum_1^n S_i},$$

$$Y_{\text{цэн}} = \frac{\sum_1^n S_i \cdot Y_i}{\sum_1^n S_i},$$

здесь X_i, Y_i - координаты объекта, м;

S_i - расчётная мощность, кВт.

По этой системе расчета центра ЦЭН, будем принимать что на плане нефтедобывающего месторождения нагрузки расположились равномерно, но сами кусты и КТП размещены не так. По этому центр плана не будет совпадать с центром электрических нагрузок месторождения. Для его определения по формулам расположенным выше мы определяем его центр и сводим все данные в таблицу 10

Таблица 10 - Результаты определения ЦЭН

№/Название объекта	КТП	$S_i \cdot X_i$	S_i , кВА	Y_i , км	X_i , км	$S_i \cdot Y_i$
1	2	6	5	4	3	7
Куст 123	КТП-123	373,31	98,24	1	3,8	98,24
Куст 125	КТП-125	155,57	111,12	1,6	1,4	177,79
Куст 128	КТП-128	263,01	71,08	1,7	3,7	120,84
Куст 129	КТП-129	105,46	117,18	1,1	0,9	128,90
Куст 2018	КТП-2018	146,26	112,51	0,8	1,3	90,01
Куст 2053	КТП-2053	134,27	78,98	1,2	1,7	94,78
Куст 2072	КТП-2072	262,20	93,64	0,7	2,8	65,55
КС	КТП-1 6 кВ	3084,9	791	2,5	3,9	1977,5
УПН	КТП-2 6 кВ	2895,1	1113,5	2,9	2,6	3229,15
Цех № 6	КТП-3 6 кВ	300,27	250,23	2,6	1,2	650,59
поселок "Усть-Уса"	-	2475,5	4951	1,3	0,5	6436,3
ИТОГО:	-	10907,1	8059,9	-	-	13382,4

По вышеприведенным формулам определяем координаты центра электрических нагрузок:

$$X_{цэн} = \frac{10907,1}{8059,9} = 1,3 км \quad Y_{цэн} = \frac{13382,45}{8059,9} = 1,66 км$$

7 Подбор схемы внешнего электроснабжения

В текущем разделе мы выберем схему электроснабжения для главной головной подстанции Возейского нефтяного месторождения, ранее мы уже спланировали её место размещения благодаря вычислению центра электрических нагрузок, в текущем разделе мы разработаем схему, внешнее снабжение головной подстанции осуществляется с помощью высоковольтной линии электропередач напряжением 110кВ, для трансформации этого напряжения для питания КТП 6/0,4кВ на объектах нефтяного месторождения мы будем использовать два понижающих трансформатора с напряжения 110кВ на напряжение 6кВ, от ГПП будут идти воздушные линии электропередач уже непосредственно на нефтедобывающие объекты.

7.1 Выбор главной схемы электрических соединений

Выбор главной схемы электрических соединений — это важный этап в проектировании электрической подстанции, он определяет её основные характеристики, такие как отказоустойчивость, экономичность, возможность расширения и прочие важные факторы.

В данном разделе мы выбираем главную схему с учетом необходимых нам характеристик уже из существующих схем.

В главной схеме электрических соединений подстанции, расположенной на рисунке 4 учтены факторы отказоустойчивости, например, при повреждении одного трансформатора или выводе его в ремонт мы можем подать питание от второго, отключив секционные выключатель QS5 и включив выключатели QS2 и QS3.

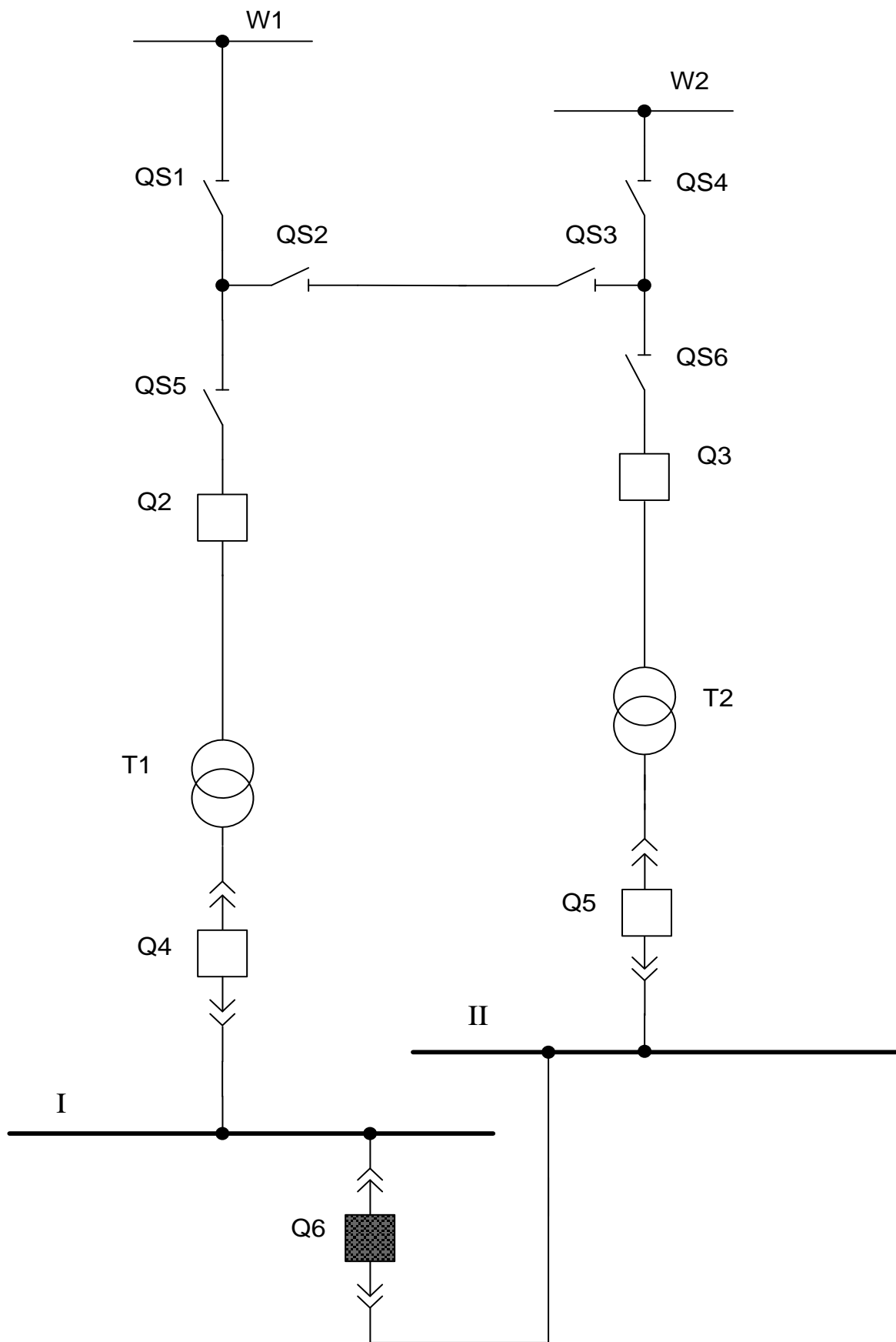


Рисунок 3 - Главная схема электрических соединений ГПП

8 Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ

В прошлом разделе мы выбрали главную схему электрических соединений, в это разделе нам необходимо рассчитать в разных её участках токи коротких замыканий, данное действие поможет нам в выборе оборудования защищающие линии, а также необходимое сечение кабелей, провод, шин трансформаторов и прочего оборудования.

Согласно главной электрической схемы нашей понижающей подстанции, расположенной на рисунке 4, мы составим с начало расчетную схему в которой уберем лишние оборудование сети и её участков и максимально сократим её, полученная расчетная схема показана на рисунке 5

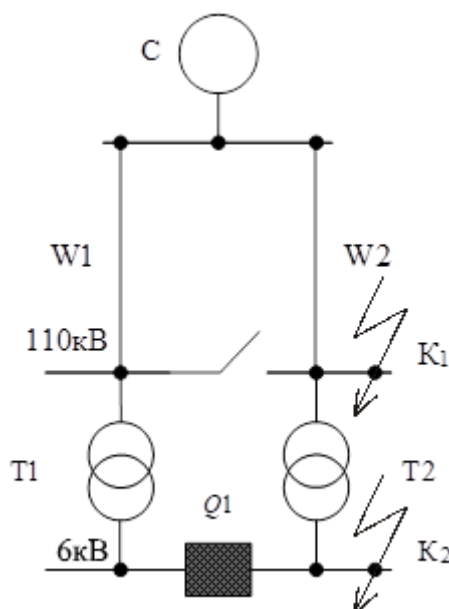


Рисунок 4 - Расчетная схема

Вычисление производим согласно методу типовых кривых. Вычисляя токи коротких замыканий мы за стандартную нагрузку, мы берем эквивалент равный 10ти или сумма нагрузки всех электропотребителей.

Вычислим токи короткого замыкания для участка на котором расположена K_1 .

Берем следующие параметры сети: $U_0 = 115кВ$; $S_0 = 100МВА$.

Рассчитаем ток I_0 , $кА$, I_6 ,

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}},$$

$$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

Составим схему замещения путем разложения участков цепи расчетной схемы и замены оборудование на параметры электрической сети, такие как сопротивление и индуктивность от которых зависят наши расчеты.

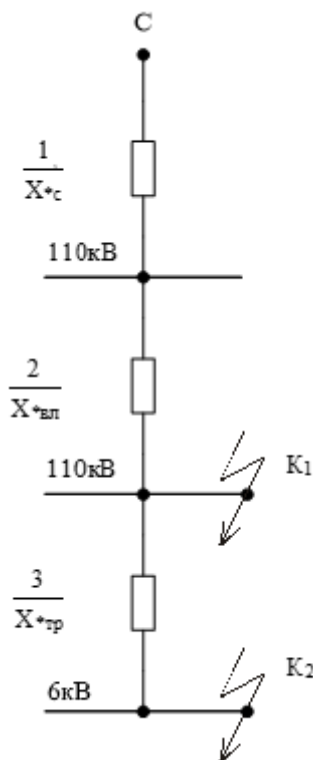


Рисунок 5 - Схема замещения

Подсчитаем общее сопротивление схемы и примем его к значению:

$$X_{*с} = 0,7.$$

Рассчитаем сопротивление ВЛ и примем его как $X_{*вл}$, согласно следующей формуле:

$$X_{*вл} = X_{нл} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{лср}^2},$$

где $X_{нл} = 44,4 \text{ Ом}$ на 100 км - сопротивление круглого проводника поперечным сечением $S_{ст.} = 70 \text{ мм}^2$;

$l = 10 \text{ км}$ - длина ВЛ.

$$X_{*_{\text{вл}}} = 0,444 \cdot 12 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,04$$

Рассчитаем общее сопротивление линии:

$$X_{*\Sigma} = X_{*c} + X_{*_{\text{вл}}} = 0,7 + 0,04 = 0,704$$

Рассчитаем токи период токи КЗ в зависимости от времени $t = 0$ по базисной единице: $I''_{*_{t=0}} = 1,47$.

Переводим коэффициенты и относительные единицы в реальные:

$$I''_{K1 t=0} = I_{\bar{o}} * I''_{*_{t=0}},$$

$$I''_{K1 t=0} = 0,502 * 1,47 = 0,74 \text{ кА}.$$

Рассчитаем мощность короткого замыкания. $S_{\text{кз}}, \text{ МВА}$:

$$S_{\text{кз}} = I''_{K1 t=0} * S_{\bar{o}},$$

$$S_{\text{кз}} = 1,47 * 100 = 147,0 \text{ МВА}.$$

Рассчитаем ударный ток короткого замыкания $i_{\text{уд}}, \text{ кА}$:

$$i_{\text{уд}} = 2,55 * I''_{K1 t=0}$$

$$i_{\text{уд}} = 2,55 * 0,74 = 1,887 \text{ кА}.$$

Все расчеты сводим в одну таблицу 11.

Таблица 11 - Результаты расчета токов к.з.

Название расчетной точки к.з.	$I_{\bar{o}}, \text{ кА}$	$I''_{K1 t=0}, \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$S_{\text{кз}}, \text{ МВА}$
1	2	3	4	5
K_1	0,502	0,74	1,887	147,0
K_2	5,5	3,795	9,68	69,0

8.1 Рассчитаем время короткого замыкания для линий на низкой стороне

Рассчитаем время короткого замыкания для линии $t_{\text{кз(линии)}}$:

$$t_{\text{кз(линии)}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{в}} + T_{\text{А}},$$

где t_B - время отработки выключателя;

T_A - базовая постоянная времени в расчете коротких замыканий

$$t = 0, T_A = 0,05 \text{сек}.$$

$t_{p.z.}$ - время отработки релейной защиты, $t_{p.z.} = 0,01 \div 0,02 \text{сек}$;

Возьмем время для срабатывания выключателей в $t_B = 0,1 \text{сек}$.

тогда у нас получится:

$$t_{кз(линии)} = 0,02 + 0,1 + 0,05 = 0,17 \text{сек}$$

8.2 Рассчитаем время короткого замыкания для секционных выключателей на низкой стороне

Рассчитаем общее время короткого замыкания для секционных выключателей $t_{кз(с.в.)}$, сек:

$$t_{кз(с.в.)} = t_{p.z.} + t_B + T_A + \Delta t,$$

$$t_{кз(с.в.)} = 0,02 + 0,1 + 0,05 + 0,3 = 0,47 \text{сек}.$$

8.3 Рассчитаем время короткого замыкания для ячейки ввода на низкой стороне

Рассчитаем общее время короткого замыкания для ячейки ввода $t_{кз(я.в.)}$, сек:

$$t_{кз(я.в.)} = t_{p.z.} + t_B + T_A + 2\Delta t,$$

$$t_{кз(я.в.)} = 0,02 + 0,1 + 0,05 + 2 \times 0,3 = 0,77 \text{сек}.$$

8.4 Рассчитаем время короткого замыкания для линий на высокой стороне

Рассчитаем время короткого замыкания вводного выключателя на высокой стороне $t_{кз(в.в.ВН)}$ сек,:

$$t_{кз(в.в.ВН)} = t_{p.z.} + t_B + T_A + 3\Delta t,$$

$$t_{кз(в.в.ВН)} = 0,02 + 0,1 + 0,05 + 3 \times 0,3 = 1,07 \text{сек.}$$

8.5 Расчет теплового импульса

Рассчитаем тепловой импульс в результате К.З. $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{сек}$ с помощью формулы:

$$B_k = I_{t=0}^2 \cdot t_{кз},$$

Рассчитаем тепловой импульс для линий на стороне низкого напряжения:

$$B_{k \text{ линии}} = 3,8^2 \cdot 0,17 = 2,45 \text{кА}^2 \cdot \text{сек}$$

Рассчитаем тепловой импульс секционного выключателя на стороне низкого напряжения:

$$B_{k \text{ с.в.}} = 3,8^2 \cdot 0,47 = 6,78 \text{кА}^2 \cdot \text{сек.}$$

Рассчитаем тепловой импульс выключателя ячейки ввода низкой стороны:

$$B_{k \text{ я.в.}} = 3,8^2 \cdot 0,77 = 11,12 \text{кА}^2 \cdot \text{сек.}$$

Рассчитаем тепловой импульс вводного выключателя высокой стороны линии:

$$B_{k \text{ в.в. вл}} = 0,75^2 \cdot 1,07 = 0,81 \text{кА}^2 \cdot \text{сек.}$$

Для общего представления расчетом все их вводим в таблицу 12.

Таблица 12 – Сводная таблица вычисления теплового импульса и времени короткого замыкания

Название участка	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{сек}$	$t_{кз}, \text{сек}$
Ячейка ввода на низкой стороне	11,12	0,77
Секционный выключатель	6,78	0,47
Вводной выключатель	0,81	1,07
Отходящая линия	2,45	0,17

9 Подбор оборудования главной понижающей подстанции и распределительных линий

9.1 Подбор оборудования на стороне высшего напряжения

9.1.1 Подбор оборудования для распределительных линий

Сечение электропроводника $F_{\text{эк}}$, мм², рассчитаем по данной формуле:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}},$$

Рассчитаем рабочий ток $I_{\text{раб}}$, А, подстанции:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}},$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{8059,9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 21,18 \text{ А.}$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{21,18}{1} = 21,18 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение провода для высоковольтных линий электропередачи равным 70мм², материал провода алюминий.

Исходя из расчетных данных выбираем провода марки АС-70 мм².

Выбираем провод по $I_{\text{дон}}$, А, для возможности питания электрооборудования с помощью всего одной линии электропередач на случай повреждения второй:

$$I_{\text{ав}} \leq I_{\text{дон}},$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{раб}}, I_{\text{ав}} = 2 \cdot 21,18 = 42,36 \text{ А}$$

$$I_{\text{ав}} = 42,36 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 210 \text{ А}$$

Выбранное нами ранее сечение провода АС 3x70 мм² удовлетворяет требованиям которое к нему предъявлены ранее.

На главной понижающей подстанции проверяем провода на возникновение короны.

Рассчитываем критическое напряжение электрических полей:

$$E_{окр} = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right),$$

$$E_{окр} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,75 \text{ кВ/см},$$

Рассчитаем электрическое напряжение монолитного провода

E_{\max} , кВ / см по формуле:

$$E_{\max} = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}},$$

где D_{cp} – примерное среднее расстояние между фазами на главной понижающей подстанции

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 250 = 315 \text{ см.}$$

$$E_{\max} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,57 \cdot \lg \frac{315}{0,57}} = 24,93 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем:

$$1,07 \cdot E_{\max} \leq 0,9 \cdot E_{окр};$$

$$1,07 \cdot E_{\max} = 1,07 \cdot 24,93 = 26,67 \text{ кВ/см};$$

$$0,9 \cdot E_{окр} = 0,9 \cdot 34,75 \text{ кВ/см} = 30,49 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot E_{\max} = 26,67 \text{ кВ/см} < 30,49 \text{ кВ/см} = 0,9 \cdot E_{окр}.$$

Мы правильно выбрали сечение.

Результаты расчета линий электропередач сводим в таблицу 13.

Таблица 13 - Результаты расчета линий электропередачи ГПП

Начальные данные проводника	Данные полученные в ходе расчетов	Условия расчета
$F_{ст} = 70 \text{ мм}^2$	$F_{эк} = 21,18 \text{ мм}^2$	$F_{ст} \geq F_{эк}$
$I_{доп} = 210 \text{ А}$	$I_{ав} = 42,36 \text{ А}$	$I_{доп} \geq I_{ав}$
$1,07 \cdot E_{max} = 26,67 \text{ кВ/см}$	$0,9 \cdot E_{окр} = 30,49 \text{ кВ/см}$	$1,07 \cdot E_{max} \leq 0,9 \cdot E_{окр}$

Полученные расчетные данные удовлетворяют условиям эксплуатации выбранного электрооборудования.

9.1.2 Подбор разъединителей высокого напряжения

Для видимого разрыва электрических линий будем применять разъединители марки SGF с возможностью заземления участков линий.

Выбираем SGF123n100+2E. Трёхполюсный горизонтально-поворотный разъединитель с двумя заземляющими ножами.

Составим таблицу с критериями и данные из паспорта выбранного разъединителя.

Таблица 14 – Данные для проверки разъединителя

Данные из паспорта	Необходимые данные	Условия выбора
$U_{р ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{р ном} \geq U_{ном}$
$I_{р ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ав} = 42,36 \text{ А}$	$I_{р ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 1,887 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{пр.т} \cdot t_{т} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\infty}^2 \cdot t_{ф} = 0,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{ф}$
Наружный	Наружный	Род установки

Данная модель разъединителя высоковольтных линий подходит нам по рассчитанным характеристикам.

9.1.3 Подбор вводных выключателей для отключения на стороне высокого напряжения

Из каталога для дальнейшей проверки берем элегазовые колонковые выключатели ВГТ-110.

Составим таблицу с критериями и данные из паспорта выбранных элегазовых выключателей.

Таблица 14 - Данные для проверки выключателей.

Данные из паспорта	Необходимые данные	Условия выбора
$U_{в\ ном} = 110\text{ кВ}$	$U_{ном} = 110\text{ кВ}$	$U_{в\ ном} \geq U_{ном}$
$I_{в\ ном} = 3150\text{ А}$	$I_{ав} = 42,36\text{ А}$	$I_{в\ ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин} = 102\text{ кА}$	$i_{уд} = 1,887\text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{отк} = 40\text{ кА}$	$I_{\infty} = 0,74\text{ кА}$	$I_{отк} \geq I_{\infty}$
$I_{пр.т} = 3200\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi} = 0,58\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi}$
Наружный	Наружный	Род установки

Данная модель выключателя высоковольтных линий подходит нам по рассчитанным характеристикам

9.1.4 Подбор измерительного трансформатора тока

На нашем типе головной понижающей электрической подстанции необходим выбор только трансформаторов тока для обеспечения работы релейной защиты, расчет трансформатора проведем по следующим параметрам:

$$I_{ном} \geq I_{расч},$$

$$I_{ном} = 100\text{ А} > I_{расч} = 42,36\text{ А}.$$

Для установки выбираем из каталога трансформатор ТВТ-110-1-100/5 который ближе всего подходит к расчётным данным.

9.2 Подбор оборудования, используемого на стороне НН

9.2.1 Подбор вводных выключателей для отключения на стороне низкого напряжения

По выше рассчитанным параметрам из каталога выбираем выключатели ВВЭ-6-15.

Таблица 15 – Сводная таблица параметров выключателей

Данные из паспорта	Необходимые данные	Условия выбора
$U_{В\ ном} = 6\text{ кВ}$	$U_{ном} = 6\text{ кВ}$	$U_{В\ ном} \geq U_{ном}$
$I_{В\ ном} = 630\text{ А}$	$I_{ав} = 565,8\text{ А}$	$I_{В\ ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин} = 52\text{ кА}$	$i_{уд} = 10,53\text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{отк} = 20\text{ кА}$	$I_{\infty} = 3,035\text{кА}$	$I_{отк} \geq I_{\infty}$
$I_{пр.т}^2 = 1200\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi} = 3,19\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi}$
Внутренний	Внутренний	Род установки

9.2.2 Выбор и проверка выключателя ячейки секционирования

Выбираем вакуумные выключатели типа ВВЭ-М-10-20У3 с электромагнитным приводом ПЭ-11.

Таблица 16 - Результаты выбора и проверки выключателя ячейки секционирования

Условия выбора и проверки	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{В\ ном} \geq U_{ном}$	$U_{В\ ном} = 10\text{ кВ}$	$U_{ном} = 10\text{ кВ}$
$I_{В\ ном} \geq I_{расч}$	$I_{В\ ном} = 630\text{ А}$	$I_{ав} = 260\text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 52\text{ кА}$	$i_{уд} = 9,68\text{ кА}$
$I_{отк} \geq I_{\infty}$	$I_{отк} = 20\text{ кА}$	$I_{\infty} = 2,035\text{кА}$
$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi}$	$I_{пр.т} = 1200\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi} = 1,94\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Род установки	Внутренний	Внутренний

9.2.3 Выбор трансформатора напряжения на стороне низкого напряжения 6 кВ

Примем к рассмотрению трансформатор напряжения типа ЗНОЛ на 6 кВ, мощностью 250 ВА.

Каталожная информация о присоединениях к трансформатору напряжения приведена в таблице 17

Таблица 17 – Каталожная информация о присоединениях к трансформатору напряжения ЗНОЛ-10-250

Подключаемые приборы	Вид, марка измерительного прибора	Мощность необходимая для потребления одной катушки [ВА]	cosφ	sinφ	Используемая мощность	
					Активная [Вт]	Реактивная [вар]
Счетчик активной мощности (W _{актив})	Меркурий 234 ARTM	2	0.38	0.93	7.6	18.5
Счетчик реактивной мощности (W _{реактив})	Меркурий 230ART	2	0.38	0.93	6.08	14.8
Измеритель реактивной мощности (Варметр)	Д-305	1.5	1	0	3	0
Измеритель активной мощность (Ваттметр)	Д-335	1.5	1	0	3	0
Измеритель напряжения (Вольтметр)	СВ3020	2	1	0	2	0
21.7	33.3					

$$S = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$$

$$S = \sqrt{21,7^2 + 33,3^2} = 39,74 \text{ ВА}$$

Принимаем данный трансформатор напряжение в качестве измерительного трансформатора на низкой стороне.

На рисунке 7 изображен порядок подключения измерительных приборов

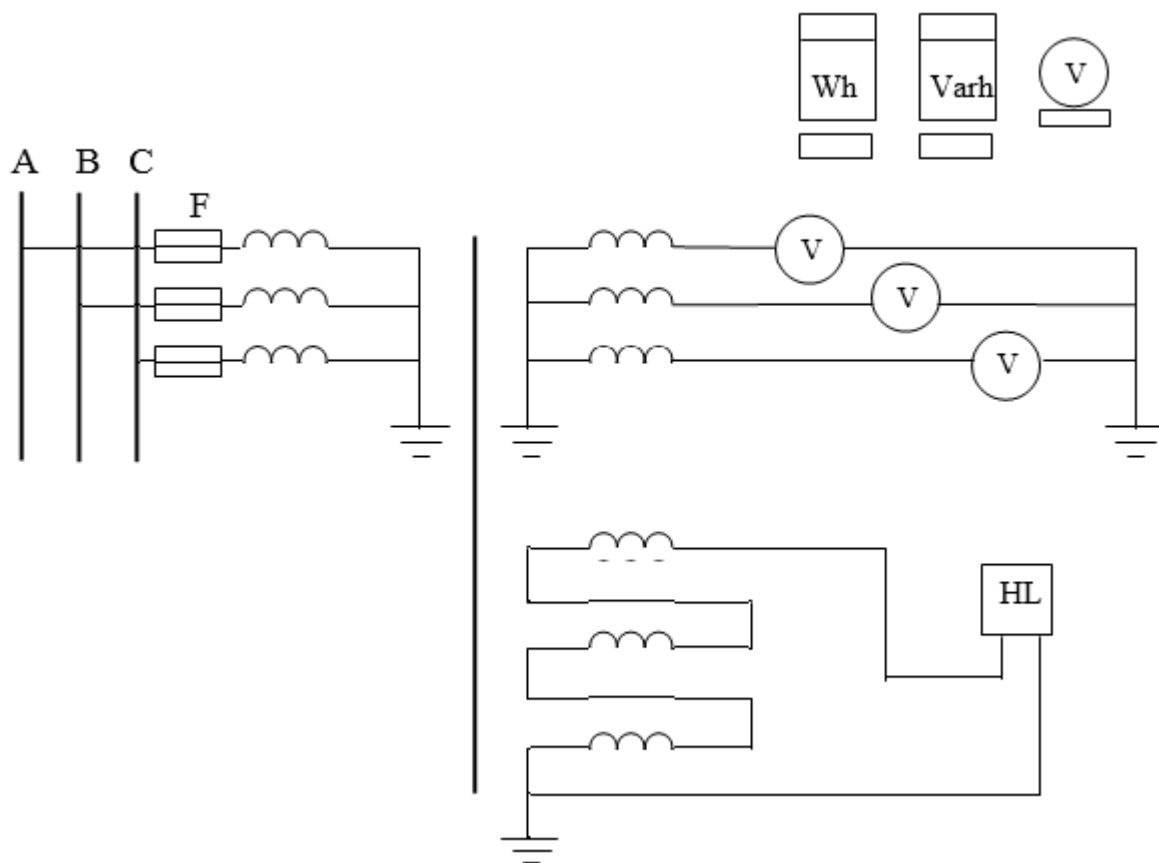


Рисунок 6 – Схема подключения измерительных приборов

9.2.4 Подбор трансформаторов собственных нужд подстанции

На двух трансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два трансформатора собственных нужд. Их мощность выбирается в соответствии с нагрузкой, с учетом допустимой перегрузки при выполнении ремонтных работ и отказа одного из трансформаторов.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Таблица 18 - Потребители собственных нужд подстанции

Вид потребителя с.н. подстанции	Установленная мощность, кВт		
	п, штук	Р _{уд} , кВт/ед.	Всего
1. Устройства охлаждения для трансформаторов	2	3	6
2. Устройство подогрева выключателей и приводов	2	1,8	3,6
3. Подогрев шкафов ЗРУ-10	22	1	22
4. Подогрев приводов разъединителей	6	0,6	3,6
5. Подогрев шкафов РЗА	2	1	2
6. Отопление, освещение, вентиляция ОПУ + аккумуляторная	1	70	75
7. Отопление, освещение, вентиляция здания разъездного персонала	1	5,5	5,5
8. Освещение ОРУ-110 кВ	1	2	2
9. Маслохозяйство	2	200	400
10. Зарядно-подзарядный агрегат	2	23	46
Итого:			565,7 кВт
С учетом коэффициента загрузки $k_{загр} = 0,7$			
Всего:			396 кВт

Выбираем трансформатор ТМГ – 110/6/0,4 в количестве 2 штук.

9.2.7 Выбор и проверка воздушных линий

При выборе оборудования в данном случае провода для воздушных линий учитываются такие факторы как:

- географическое расположение воздушных линий, в частности погодные условия, ветер, образование гололеда и другие сопутствующие местности факторы.

- По плотности тока, т.е. какое максимальное кол-во тока необходимо потребителям на обратной стороне линии, данное кол-во мы рассчитали ранее.

По перечисленным данным определяем минимальное сечение провода в 45 мм², а марку проводы выбираем А. Все результаты сводим в таблицу.

Таблица 19 – Сводная таблица расчетов и выбора оборудования для воздушных линий

Наименование КТП	$F_{T \min}$, мм ²	I_p , А	$S_{ТП i}$, кВА	$F_{эк}$, мм ²	$I_{доп}$, А	Марка провода
КТП-1	45	45,72	791	45,72	170	А
КТП-2	45	64,36	1113,5	64,36	170	А
КТП-3	45	14,46	250,23	14,46	170	А
КТП-123	45	5,68	98,24	5,68	170	А
КТП-125	45	6,42	111,12	6,42	170	А
КТП-128	45	4,11	71,08	4,11	170	А
КТП-129	45	6,77	117,18	6,77	170	А
КТП-2018	45	6,50	112,51	6,50	170	А
КТП-2053	45	4,57	78,98	4,57	170	А
КТП-2072	45	5,41	93,64	5,41	170	А

Производимы сравнение данных полученных в ходе расчета воздушных линий с данными в каталогах и удостоверяемся что данный расчет высоковольтных линий нами произведен верно.

10 Релейная защита силовых трансформаторов на ГПП

10.1 Защита трансформатора ТДН-6/110

Релейная защита трансформаторов крайне необходима и предназначена для защиты трансформаторов от ряда проблем и губительных режимов работы, таких как защита от:

- Перегрузки
- Межфазных замыканий
- Замыканий на землю
- Межвитковых замыканий
- Недостатка или перегрева масла в трансформаторе

Так же согласно ПУЭ трансформаторы мощностью больше 1000кВА должны повсеместно оснащаться данными типами защиты.

10.1.2 Расчет токов К.З. с учетом устройства РПН

Исходя из условия, что на данном трансформаторе установлено устройство РПН с нормированной системой регулирования напряжения $\Delta U = \pm 1,78 \times 9$, производим расчет токов К.З. для данных пределов регулирования.

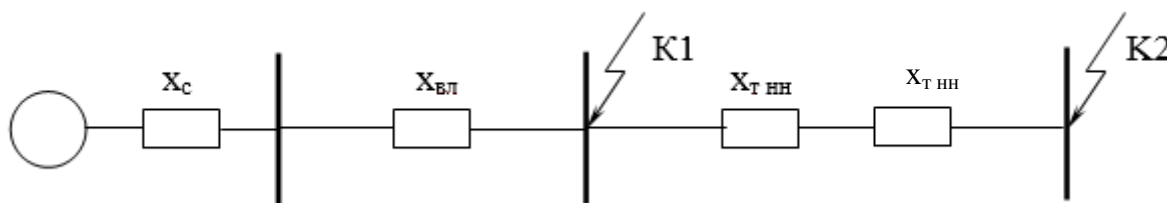


Рисунок 7 – Схема замещения необходимая при расчетах К.З.

Рассчитаем сопротивление электроустановок в минимальном и максимальном режимах:

$$x_{c \min} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{к \min}},$$

где $I_{к \min}$ – ток К.З. в минимальном режиме, 1.88 кА (по данным предприятия)

$$x_{c \min} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 0,7} = 94,85 \text{ Ом};$$

$$x_{c \max} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{к \max}};$$

где $I_{к \text{ сист } \max}$ – ток К.З. в максимальном режиме, кА

$$x_{c \min} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 1,88} = 35,31 \text{ Ом}.$$

Определяем сопротивления трансформатора:

$$x_{m \min} = \frac{U_{k \min} \% \cdot U_{H \min}^2}{100 \cdot S_{H.мр}};$$

$$U_{к \min} = U_{к \text{ ср}} - \frac{1,78 \cdot n}{m};$$

где n – число ступеней регулирования;

m – максимально число ступеней регулирования.

$$U_{к \min} = 10,5 - \frac{1,78 \cdot 9}{9} = 8,72 \%;$$

$$U_{\min} = U_{к \text{ ср}} - \frac{1,78 \cdot n \cdot U_{ср}}{100} = 115 - \frac{1,78 \cdot 9 \cdot 115}{100} = 96,6 \text{ кВ};$$

$$x_{m \min} = \frac{8,72 \cdot 96,6^2}{100 \cdot 10000} = 81,18 \text{ Ом}.$$

$$x_{m \max} = \frac{U_{k \max} \% \cdot U_{H \max}^2}{100 \cdot S_{H.мр}};$$

$$U_{к \max} = U_{к \text{ ср}} + \frac{1,78 \cdot n}{m};$$

$$U_{к \max} = 10,5 + \frac{1,78 \cdot 9}{9} = 12,3 \%;$$

$$U_{\max} = U_{к \text{ ср}} + \frac{1,78 \cdot n \cdot U_{ср}}{100};$$

$$U_{\max} = 115 + \frac{1,78 \cdot 9 \cdot 115}{100} = 133,4 \text{ кВ};$$

Для текущего напряжения $U_H = 110$ кВ, принимаем $U_{\max} = 126$ кВ.

$$x_{T \max} = \frac{12,3 \cdot 126^2}{100 \cdot 10000} = 195,27 \text{ Ом}.$$

Производим расчет минимального тока на высокой стороне для определения короткого замыкания на низкой стороне:

$$I_{k \min \text{ вн}}^{(3)} = \frac{U_{\max} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (x_{c \min} + x_{m \max})}$$

$$I_{k \min \text{ вн}}^{(3)} = \frac{126 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (4,85 + 195,27)} = 251 \text{ A};$$

Рассчитываем ток на низкой стороне:

$$I_{k \min \text{ нн}}^{(3)} = I_{k \min \text{ вн}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{н max}}}{U_{\text{нн}}};$$

$$I_{k \min \text{ нн}}^{(3)} = 251 \cdot \frac{126}{6,5} = 3012,2 \text{ A}.$$

Рассчитаем ток на высокой стороне при коротком замыкании на низкой стороне:

$$I_{k \max \text{ вн}}^{(3)} = \frac{U_{\min} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{сист max}} + x_{m \min})}$$

$$I_{k \max \text{ вн}}^{(3)} = \frac{96,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (35,31 + 81,18)} = 479,3 \text{ A}.$$

$$I_{k \max \text{ нн}}^{(3)} = I_{k \max \text{ вн}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{н min}}}{U_{\text{нн}}}$$

$$I_{k \max \text{ нн}}^{(3)} = 479,3 \cdot \frac{96,6}{6,5} = 4409,5 \text{ A}.$$

10.2 Максимальная токовая защита трансформатора ТДН-6/110

Секционный выключатель 6 кВ:

Отстройка реле от максимального тока:

$$I_{\text{св}} \geq \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сз}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.тр}} \cdot 0,7;$$

где используются следующие коэффициенты:

- $K_{\text{н}}$ – надежности;
- $K_{\text{сз}}$ – самозапуска;

- K_B – возврата.

Первичные номинальные токи трансформаторов составят:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_{\text{ном.тр вн}} = \frac{8059}{\sqrt{3} \cdot 115} = 40,4 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном.тр нн}} = \frac{8059}{\sqrt{3} \cdot 6,5} = 440,5 \text{ A}.$$

$$I_{\text{ном-св}} = \frac{4600}{\sqrt{3} \cdot 6,5} = 253,3;$$

$$I_{\text{св}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 253,3 \cdot 0,7 = 398,9 \text{ A};$$

Возьмем ток срабатывания защиты как – $I_{\text{с.з св}} = 399 \text{ A}$.

Рассчитаем коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к min нн}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3012,2}{399} = 6,53.$$

Проверим чувствительность согласно уровнени: $K_{\text{ч}}=6,53 > 1,5$. Защита нам подходит.

Ввод 6 кВ

Расчет зависимости от максимального тока нагрузки:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 440,4 = 990,9 \text{ A};$$

Рассчитаем ток действия защиты по условию совместного с током защиты выключателя:

$$I_{\text{с.з}} = K_c \cdot I_{\text{с.з св}};$$

где K_c – коэффициент согласования.

$$I_{\text{с.з}} = 1,1 \cdot 399 = 438,9 \text{ A}.$$

Возьмем ток с работки защиты $I_{c.3} = 991$ А.

Рассчитаем чувствительность защиты:

$$K_{\psi} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa \min \text{ нн}}^{(3)}}{I_{c.3}}$$
$$K_{\psi} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3012,2}{991} = 2,63$$

Проверим чувствительность согласно уровнени: $K_{\psi}=2,63>1,5$. Защита проходит.

Рассчитаем ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{K_{ex} \cdot I_{c.3}}{n_m}$$
$$I_{c.p} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1238,6}{120} = 8,9 \approx 9 \text{ А.}$$

Ввод 110 кВ

Отстройка от максимального тока нагрузки:

$$I_{cp} \geq \frac{K_n \cdot K_{c3}}{K_g} \cdot I_{ном.тр}$$
$$I_{cp} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 40,4 = 90,9 \text{ А;}$$

Производим расчет тока действия защиты совместно с защитой 6 кВ.

$$I_{c.3} = K_c \cdot I_{c.3} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}}$$
$$I_{c.3} = 1,1 \cdot 991 \cdot \frac{6,5}{115} = 99,5 \text{ А.}$$

Берем вычисленный ток срабатывания защиты $I_{c.3} = 99,5$ А.

Производим расчет коэффициента чувствительности срабатывания защиты:

$$K_{\psi} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa \min \text{ вн}}^{(3)}}{I_{c.3}}$$

$$K_u = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa \min \text{ вн}}^{(3)}}{I_{c.3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 251}{99,5} = 4,36.$$

Отсюда делаем вывод что $K_u=4,36 > 1,5$ и поэтому ток защиты проходит

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = \frac{K_{cx} \cdot I_{c3}}{n_m}$$

$$I_{cp} = \frac{\sqrt{3} \cdot 99,5}{20} = 9 \text{ A.}$$

10.3 Расчет защиты от перегрузки

Максимальная токовая защита от перегрузки трансформатора монтируется на низкой стороне трансформатора, и защищает трансформатор от перегрузок, связанных с большим расходом тока потребителями, данная защита выполняется с отсрочкой срабатывания, чтобы избежать ложных срабатываний при пусковых токах и коротких перегрузках не способных повредить оборудование.

$$I_{c.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном.тр}}{K_g};$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$I_{ном.тр}$ – номинальный ток трансформатора с учетом изменения напряжения, А.

K_g – коэффициент возрастания.

$$I_{c.3} = \frac{1,05 \cdot 40,4}{0,8} = 53 \text{ A.}$$

Рассчитаем ток сработки реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3}}{n_m}$$

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3}}{n_m} = \frac{53,03}{20} = 2,6 \approx 3 \text{ A.}$$

10.4 Дифференциальная защита трансформатора ТДН-6/110

Защита силовых трансформаторов тока от коротких замыканий во время типов замыканий:

- Межфазного замыкания
- Замыкания на землю
- Межвиткового замыкания трансформатора

является очень важным моментом в электроустановке и для обеспечения надежной и бесперебойной защиты – используется Дифференциальная защита трансформатора.

В текущем разделе мы определим и подсчитаем именно дифференциальную защиту трансформатора, а так же проверим соответствие её необходимому коэффициенту защиты.

Мощность обмоток трансформатора: $S_{н\text{ вн}} = 10000$ кВА,

$$S_{н\text{ нн}} = 10000 \text{ кВА.}$$

Соединение трансформаторов тока на стороне 110 кВ – Δ ;

на стороне 6 кВ – Y .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока, n_T :

$$\text{на стороне 110 кВ: } n_T = \frac{100}{5};$$

$$\text{на стороне 6 кВ: } n_T = \frac{600}{5}.$$

Произведем расчет токов защиты на обеих сторонах реле защиты:

$$i_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.тр вн}}}{n_m}$$

$$i_Y = \frac{I_{\text{ном.тр нн}}}{n_m}$$

$$i_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 40,4}{20} = 3,5 \text{ A};$$

$$i_Y = \frac{440,5}{120} = 3,7 \text{ A.}$$

Рассчитаем токи срабатывания защиты трансформатор исходя из тока дифференциальной защиты на высокой стороне трансформатора:

$$I_{с.з} = K_c \cdot I_{ном.тр вн}$$

$$I_{с.з} = 1,5 \cdot 40,4 = 60,6 \text{ A.}$$

Решенный основной группой текущий дисбаланс, когда сквозной ток КЗ на стороне трансформатора в 6 кВ:

1) 10% погрешностью трансформатора тока:

$$I'_{нб} = K_{ап} \cdot K_{одн} \cdot E_x \cdot I_{к \max вн}^{(3)}$$

где $K_{ап}$ – коэффициент, аппарата работающего в переходном режиме с его учетом;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности;

E_x – расчетное примерное значение.

$$I'_{нб} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 479,3 = 47,93 \text{ A};$$

2) Рассчитаем ток трансформатора с регулировкой напряжения под нагрузкой:

$$I''_{нб} = \Delta U_{вн} \cdot I_{к \max вн}^{(3)}$$

$$I''_{нб} = 0,16 \cdot 479,3 = 76,68 \text{ A};$$

Рассчитаем максимальный сложенный ток небаланса:

$$I_{нб \text{ расч}} = I'_{нб} + I''_{нб}$$

$$I_{нб \text{ расч}} = 47,93 + 76,68 = 124,61 \text{ A.}$$

В данном пункте мы рассчитаем токи действия защиты, исходя из наибольшего тока небаланса:

$$I_{с.з} = K_c \cdot I_{нб \text{ расч}}$$

$$I_{с.з} = 1,5 \cdot 124,61 = 186,9 \text{ A.}$$

Рассчитаем начальную проверку коэффициента чувствительности защиты:

$$K_{\checkmark} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{к \min вн}^{(3)}}{I_{с.з}}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 251}{2 \cdot 186,9} = 1,16.$$

Так как $K_{\text{ч}} = 1,16 < 2$ то данный тип защиты не соответствует, по этому будем использовать другой тип защиты: защиту с торможением.

Нам необходимо рассчитывать чувствительность к токам небаланса на обмотке трансформатора тока для нахождения необходимого коэффициента защиты.

Рассчитаем ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_m}$$

$$I_{\text{с.р}} = \frac{76,68 \cdot \sqrt{3}}{20} = 6,52 \text{ A.}$$

Рассчитаем ток действия элеткрозащиты на низкой стороне в 6 кВ:

$$I_{\text{с.з нн}} = I_{\text{с.з}} \cdot \frac{U_{\text{min вн}}}{U_{\text{нн}}}$$

$$I_{\text{с.з нн}} = 76,68 \cdot \frac{96,6}{6,5} = 705,4 \text{ A.}$$

Рассчитаем ток неболанца $I_{\text{нб}}'''$:

$$I_{\text{нб}}''' = \frac{W_{\text{р I расч}} - W_{\text{р I}}}{W_{\text{р I расч}}} \cdot I_{\text{к max вн}}^{(3)}$$

$$I_{\text{нб}}''' = \frac{13,21 - 13}{13,21} \cdot 479,3 = 7,61 \text{ A.}$$

Электроток неболанца с расчетом $I_{\text{нб}}'''$ составляет:

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{нб}}' + I_{\text{нб}}'' + I_{\text{нб}}'''$$

$$I_{\text{нб}} = 47,93 + 76,68 + 7,61 = 132,22 \text{ A.}$$

Рассчитаем проверку срабатывания самой защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{к min вн}}^{(3)}}{n_m \cdot \frac{F_{\text{с.р}}}{W_{\text{р I}}}}$$

$$K_q = \frac{1,5 \cdot 479,3}{20 \cdot \frac{100}{13}} = 3,67;$$

Так как вычисленные данные $K_q = 3,67 > 2$, то защита удовлетворяет требованиям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе мы разобрали проектирование системы электроснабжения на «Возейском» нефтяном месторождении для питания объектов нефтедобычи компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Спроектировали и провели расчет для выбора необходимого оборудования и систем защиты новой главной понижающей подстанции напряжением 6/110кВ, питающих её линий электропередач, её расположение с учетом экономического фактора.

Провели анализ распределения электроэнергии по цеху №6 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и кустам нефтедобычи № 123, № 125, № 128, № 129, № 2018, № 2053, № 2072. Разобрали используемое на данных объектах электрооборудование и выбрали необходимые КТП для его бесперебойной работы и питания электроэнергией с учетом климатических условий и экономических потребностей.

Составили главную энергетическую схему для всего месторождения, в которой учли важные параметры по бесперебойности работы электрооборудования как головной понижающей подстанции, так и объектов нефтедобычи, для этого везде используется резервирование с помощью второго трансформатора, в КТП 6/0.4кВ на объектах нефтедобычи используется АВР для быстрого переключения на резервные линии.

Благодаря проведённой нами работой у нас получилась энергосеть, которая обеспечивает бесперебойность работы электрооборудования, безопасность согласно всем нормам и правилам проектирования электроустановок, экономически целесообразная с заделом на расширение токовой нагрузки после бурения и включения в работу дополнительных кустов нефтедобычи цеха №6 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамова Е.Я., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Оренбург: Изд-во ОГУ, 2005. 26 с.
2. Афонин В.В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. 90 с.
3. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2016. 288 с.
4. Балдин М.Н., Карапетян И.Г. Основное оборудование электрических сетей. Справочник. М.: ЭНАС, 2014. 208 с.
5. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2016. 75 с.
6. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Методические указания по применению. Схемные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО_56947007-29.130.01.145-2013.pdf (дата обращения: 15.06.2018).
7. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).
8. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций. Учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2015. 100 с.
9. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы

для выполнения квалификационных работ. Учебно-справочное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 142 с.

10. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учебное пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. 92 с.

11. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. 111 с.

12. Методические указания по выбору оборудования СОПТ // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.40.216-2016.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. - М.: Форум-Инфра, 2013. - 480 с.

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. от 1 июля 2003. - 2003 г.

15. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. - 552 с.

16. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. 3-е изд. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.

17. РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98 // Изд-во НЦ ЭНАС. - 2006 г.

18. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. - 10-е изд. М.: Академия, 2013. 448 с.

19. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf> (дата обращения: 15.06.2018).

20. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования // Официальный сайт ОАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

21. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.

22. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2015. 124 с.

23. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

24. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

25. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

26. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. 576 с.

27. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. New York City: McGraw-Hill Education, 2013. 1712 с.

28. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.

29. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.

30. Ram B. Power System Protection and Switchgear. New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. 684 с.