

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Электроснабжение буровой установки ООО МПП «СибБурЭнерго»

УДК 621.31.031:622.276.05-048.35 (571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A18	Дудин Игорь Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Плотников И.А.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коршунова Л.А.	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных пред- приятий	Завьялов В.М.	д.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ЭПП

(Подпись) (Дата) **Завьялов В.М.**
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A18	Дудину Игорю Александровичу

Тема работы:

Электроснабжение буровой установки ООО МПП «СибБурЭнерго»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 27.04. 2016 г., №3236/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Буровая установка Уралмаш 4200/250 ЭК-БМЧ; Полная расчетная мощность составляет 4840 кВА; Режим работы циклический; Бурение эксплуатационных нефтяных и газовых скважин; Соблюдение технологического процесса на протяжении всего цикла; Соблюдение правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности; Охрана окружающей природной среды.</i>
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	Проведен аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; Выполнена задача исследования, проектирования, конструирования; Содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; Обсуждение результатов выполненной работы; Дополнительные разделы для разработки отсутствуют; Заключение по работе.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Генплан предприятия, картограмма нагрузок. 2. Схема электроснабжения буровой установки. 3. Схема силовой сети. 4. Схема сети 0,4 кВ. 5. Карта селективности, эюра отклонения напряжения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Бородин Юрий Викторович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Коршунова Лидия Афанасьевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Плотников И.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A18	Дудин Игорь Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя пояснительную записку, состоящую из _____ с., _____ рис., _____ табл., _____ источников, _____ прил.

Ключевые слова: Буровая установка, нагрузка, дизель генераторная установка, трансформатор, шина, ток, двигатель, комплектное тиристорное устройство, выключатель, учет, ограничитель, разъединитель, предохранитель, отсечка, защита, линия, система, обеспечения, эффективность, надежность, ремонт, характеристика, безопасность, экологичность.

Объектом исследования является электрическая часть буровой установки Уралмаш 4200/250 ЭК-БМЧ на кустовой площадке Восточно Уренгойского месторождения.

Цель работы – систематизировать и углубить знания, полученные при изучении теоретического курса, получить практические навыки проектирования электроснабжения предприятий.

В процессе исследования проводились сбор исходных данных в ходе производственной практики на объекте исследования.

В результате исследования осуществляется выбор основного электрооборудования, произведены расчеты заявленных нагрузок потребителей, выбор числа и мощности трансформаторов, произведен расчет сечения проводов, расчет токов короткого замыкания, по результатам которых выбраны электрические аппараты.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Буровая установка предназначена для кустового бурения нефтяных и газовых скважин с электрическим частотно-регулируемым приводом переменного тока с цифровой системой управления, с эшелонным расположением блоков, в блочно-модульном исполнении, с перемещением блоков по направляющим в пределах кустовой площадки. Схема электроснабжения состоит из кабельных и воздушных линий электропередачи. В высоковольтной сети применяются вакуумные выключатели и контакторы, в низковольтной сети автоматические выключатели. Воздушные линии располагаются на опорах, кабельные – на эстакадах.

Степень внедрения: Значимость проектирования схемы электроснабжения высокая, так как от правильной ее работы зависит разработка и освоение месторождения, что в целом влияет на добычу нефти и газа.

Область применения: Бурение эксплуатационных нефтяных и газовых скважин.

Экономическая эффективность/значимость работы произведена оценка экологичности и безопасности данного проекта, а также оценка экономической эффективности принятых решений.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	7
ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ	8
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	10
1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	14
1.1 Определение расчетной электрической нагрузки буровой установки 4200/250 ЭК-БМЧ.....	14
1.2 Определение расчётной электрической нагрузки буровой установке	23
2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	27
2.1. Выбор напряжения питающей линии	27
2.2. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	30
2.3. Компенсация реактивной мощности.....	33
2.3.1. Определение мощности компенсирующих устройств	33
2.3.2. Определение затрат	34
3. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ	36
3.1 Выбор числа и мощности потребителей	36
4. РАСЧЕТ СЕТИ 6 КВ	38
4.1 Выбор сечений проводов и кабелей 6 кВ.....	38
4.2. Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ	41
4. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	45
5. РАСЧЁТ СЕТИ 0,4 КВ	49
5.1 Расчёт и выбор низковольтной сети и аппаратов защиты	49
5.2 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В.....	53
5.3 Проверка сети 0,4 кВ по условиям срабатывания защиты	57
при однофазных коротких замыканиях.....	57
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	65
6.1 Общие сведения	65
6.2 Этапы разработки проекта.....	65
6.3 Смета на проектирование.....	69
6.4 Смета затрат на электрооборудование БУ «Уралмаш 4200/250 ЭК-БМЧ»	72
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
7.1 Анализ опасных и вредных факторов	77
7.2 Техника безопасности	77
7.2.1 Электробезопасность	78
7.2.2 Механические травмы.....	78

7.2.3 Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ	79
7.2.4 Классификация помещения РУ 6/0,4 кВ по опасности поражения людей электрическим током	80
7.3 Производственная санитария	80
7.3.1 Микроклимат	81
7.3.2 Производственная вентиляция.....	82
7.3.3 Виброакустические вредные факторы	82
7.3.4 Производственное освещение	84
7.3.5 Защита от воздействия электромагнитных полей	84
7.4 Пожарная безопасность.....	85
7.4.1 Средства пожаротушения	86
7.4.2 Профилактические мероприятия, предупреждающие возникновение пожаров.....	87
7.5 Экологическая безопасность	87
7.6 Чрезвычайные ситуации.....	87
7.6.1 Безопасность при чрезвычайных ситуациях	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	90

ВВЕДЕНИЕ

Добыча нефти и газа является одной из важнейших звеньев энергетической программы страны. Развитие отраслей топливно-энергетического комплекса должно сопровождаться планомерным проведением энергосберегающей политики. Добиться решения этой задачи можно только путем применения рациональных систем разработки месторождений, совершенствования буровых работ, добычи и транспорта нефти, применение прогрессивных технологий. Также важно совершенствование и повышение надежности электрооборудования, систем электропривода и электроснабжения технологических установок, внедрение развитых АСУТП.

Буровая установка как потребитель электрической энергии относится к электроприёмникам III категории, электроснабжение которых может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

Основные задачи, решаемые при проектировании системы электроснабжения буровой установки заключаются в оптимизации параметров этой системы, путём правильного выбора номинального напряжения по технико-экономическим расчётам, определения расчётных электрических нагрузок, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, конструкции электрической сети, средств компенсации реактивной мощности, правильного построения схемы электроснабжения.

Основными источниками экономии электроэнергии являются: внедрение рациональных технологических режимов на базе достижений науки и техники; улучшение работы энергетического и технологического оборудования; внедрение новой техники и прогрессивных методов, повышающих производительность труда.

В проекте рассмотрено энергоснабжение буровой установки Уралмаш 4200/250 ЭК-БМЧ. В установке реализованы система верхнего привода, и комплексная автоматизированная система управления.

Все эти условия позволят спроектировать надёжную и эффективную систему электроснабжения при бурении нефтяных скважин.

Технико-экономические расчёты позволят свести к минимуму капиталовложения в проектирование.

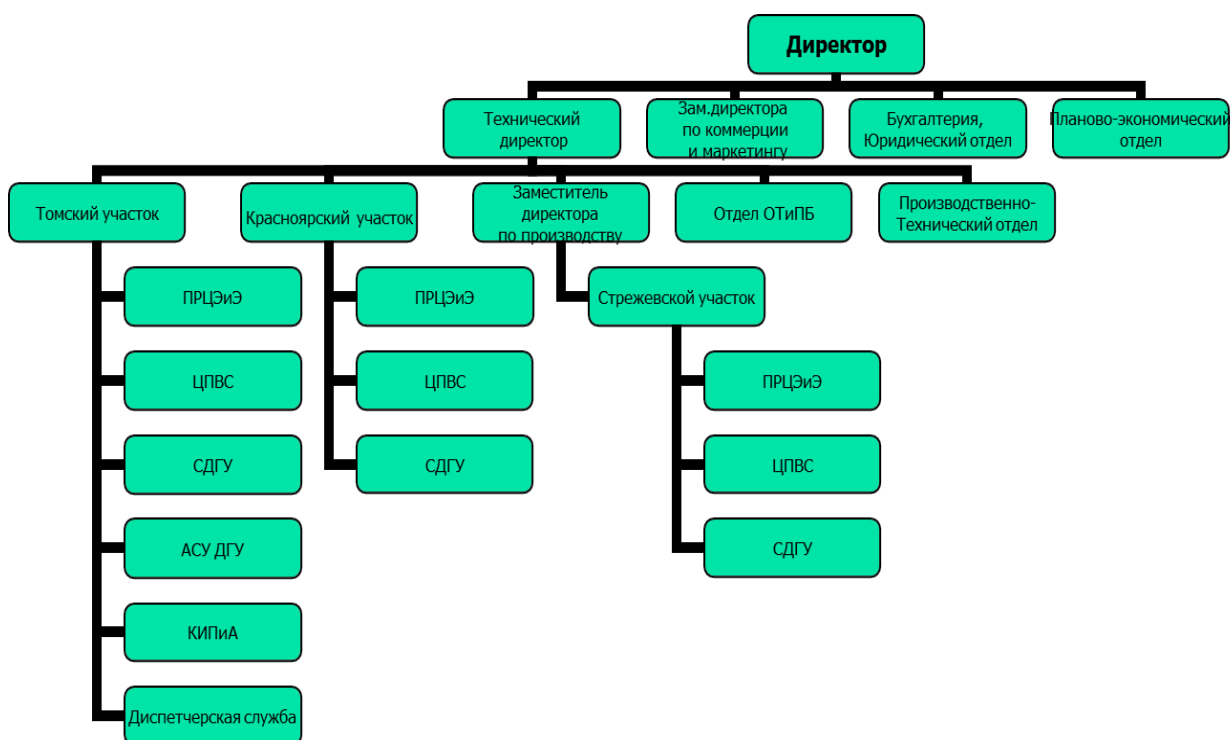
ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

За годы работы компании ООО МПП «СибБурЭнерго» увеличился спектр оказываемых услуг, появились новые регионы проведения работ. На сегодня такими регионами являются: Томская область, Тюменская область, ХМАО-Югра, Красноярский край, Иркутская область, ЯНАО.

Несмотря на финансовый кризис, падение объемов работ в 2013 – 2016 годах, ООО МПП «СибБурЭнерго» сохранило позиции лидера по оказанию услуг аутсорсинга энергетического оборудования буровых и нефтедобывающих предприятий Томской области.

Перечень основных услуг для буровых и нефтегазодобывающих компаний

- Монтаж, пусконаладка и обслуживание электротехнического оборудования различных типов буровых установок.
- Монтаж, пусконаладка и обслуживание электротехнического оборудования бригад КРС, бригад ПРС, бригад по зарезке вторых стволов и бригад освоения.
- Монтаж, пусконаладка и обслуживание энергокомплексов (дизель-электрических станций и газопоршневых энергокомплексов).
- Обслуживание электрооборудования кустовых и технологических площадок.
- Пусконаладка и обслуживание котельных установок, работающих на различных видах топлива (нефть, газ, мазут), услуги по выработке пара.
- Обслуживание сетевых подстанций, ЗРУ, РУ, монтажные и пусконаладочные работы на подстанциях, модернизация подстанций.
- Испытания электрооборудования и линий электропередач.
- Обслуживание воздушных и кабельных линий электропередач, тепловых сетей.
- Обслуживание электрооборудования жилых комплексов, производственных баз и цехов.



В пределах Западно-Сибирской низменности открыты 300 нефтяных и газовых месторождений. На территории Западной Сибири расположены основные запасы природного газа страны. Из них более половины находится на Тюменском Севере, преимущественно в трех газоносных областях. Наиболее крупные газовые месторождения — Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье, Надымское, Тазовское — открыты в Тазово-Пурпейской газоносной области на севере Тюменской области в Ямало-Ненецком автономном округе. Весьма перспективны Ямбургское и Иванковское месторождения природного газа.

Около 80% всех запасов газа сосредоточено на четырех уникальных месторождениях: Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и Медвежьем. Месторождения имеют значительные размеры газоносных площадей и высокую концентрацию запасов. Так запасы по промышленным категориям Уренгойского месторождения оцениваются в 4,4 трлн. куб. м, Ямбургского - 5,4 трлн. куб. м, Заполярного - 2,0 и Медвежьего - 1,6 трлн. куб. м.

Общий замысел формирования Западно-Сибирского ТПК заключается в том, чтобы на основе месторождений нефти и газа создать крупнейшую топливно-энергетическую базу. Эта цель сейчас достигнута.

Во внутренних связях ТПК большую роль играют железные дороги: Тюмень — Тобольск — Сургут — Нижневартовск — Уренгой, тупиковые ветки: Ивдель — Обь, Тавда — Сотник, Асино — Белый Яр, а также водный путь по Оби и Иртышу.

Буровая установка Уралмаш 4200/250 ЭК-БМЧ предназначена для кустового бурения нефтяных и газовых скважин с электрическим частотнорегулируемым приводом переменного тока с цифровой системой управления, с эшелонным расположением блоков, в блочно-модульном исполнении, с перемещением блоков по направляющим в пределах кустовой площадки (в дальнейшем — установка).

Установка может применяться в макроклиматических районах с умеренным климатом — У, категории 1 по ГОСТ 15150-69 ($-45^{\circ}\text{C} \dots +40^{\circ}\text{C}$) на месторождениях с содержанием сероводорода менее 6%.

Для привода всех главных механизмов (буровых насосов, лебедки и привода ротора) выбраны однотипные двигатели с короткозамкнутым ротором АМА 423М6Р, 950 кВт, 660В, 810/2200об/мин.

Помещения, где расположено электрооборудование буровой установки в отношении опасности поражения электрическим током, относятся к особо опасным помещениям. Эксплуатация электрооборудования должна проводиться в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей" и "Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок".

В ряде помещений буровой установки в процессе проводки скважины могут образоваться взрывоопасные смеси.

К взрывоопасным зонам относятся: Рабочая площадка по высоте от основания до укрытия — зона В1г; Подроторное пространство — зона В1; Модули ЦС — зона В1.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Сведения об электрических нагрузках и среде помещений буровой установки 4200/250 ЭК-БМЧ приведены в таблице 1

Генплан буровой установки и схема расположения электроприемников на территории кустовой площадки приведены на рисунках 1 и 2 (приложение 1).

Таблица 1 - Сведения об электрических нагрузках и среде помещений.

№ п/п	Наименование объекта	Число смен	Характер среды	Установленная мощность, кВт
1	2	3	4	5
1	Вышечно Лебедочный блок (ВЛБ):	2	Взрывоопасная зона В1	-
	0,4 кВ			214,62
	0,69 кВ			1900
2	Блок циркуляционной системы (ЦСГО)	2	Взрывоопасная зона В1	519,7
3	Насосный блок:	2	Нормальная	-
	0,4 кВ			180,6
	0,69 кВ			1900
4	Компрессорный блок	2	Нормальная	105
5	КРУ - 6 кВ	2	Нормальная	2,4
6	Блок дополнительных емкостей	2	Нормальная	66
7	Паровая котельная	2	Жаркая зона В1	6,9
8	Жилой городок	2	Нормальная	120

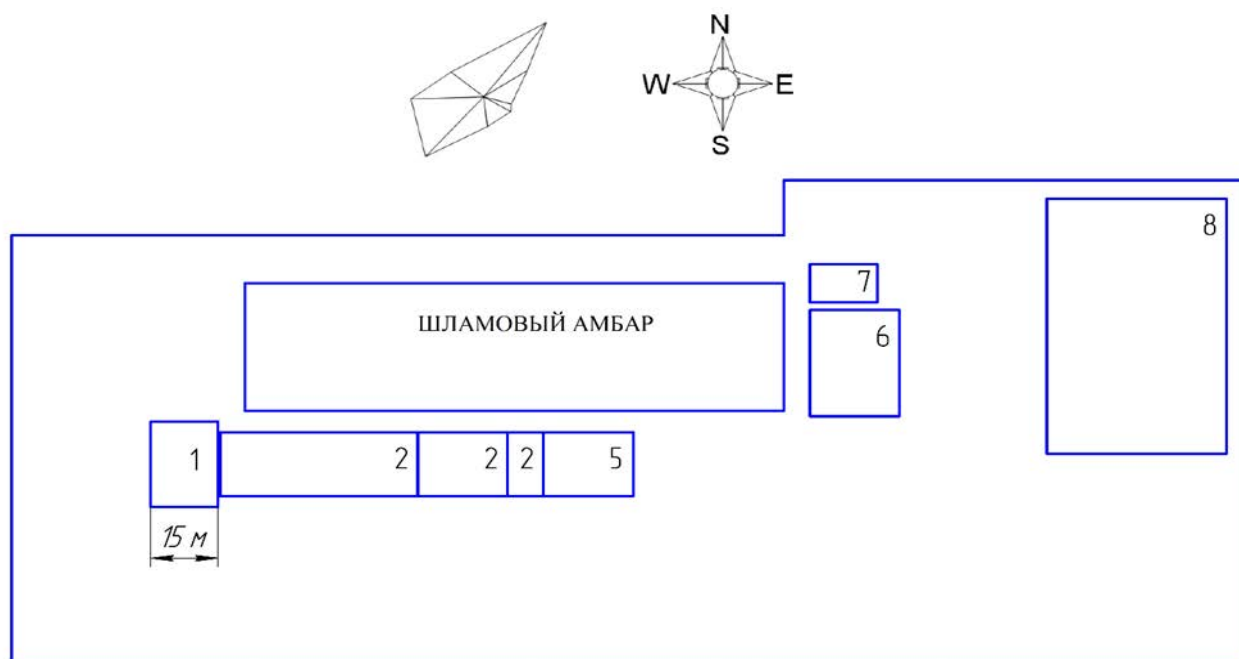


Рисунок 1 - Генплан буровой установки.

Таблица 2 - Ведомость электрических нагрузок 0,4 - 0,69 кВ и степень надежности.

Номер позиции на плане БУ	Наименование электрооборудования	Рном, кВт	п, шт.	Ки	$\cos \varphi$	Категорийность ЭП по степени бесперебойности питания
1	2	3	4	5	6	7
НАСОСНЫЙ БЛОК (НБ)						
Электрооборудование привода насоса №1						
1.	Эл.дв.МН1 (Электродвигатель привода насоса 1)	950	1	0,7	0,8	III
2.	Электродвигатель вентилятора обдува МН1	20	1	0,7	0,8	III
3.	Эл.дв.МС1 (Электродвигатель насоса смазки редуктора насоса 1)	5,8	1	0,7	0,8	III
4.	Эл.дв.МС3 (Электродвигатель насоса смазки и охлаждения штоков насоса 1)	2	1	0,7	0,8	III
5.	Эл.дв.насоса откачки ЗРУ-М3 (Электродвигатель насоса откачки)	1,1	1	0,7	0,8	III
6.	Эл.дв. ОБН-КП-М1 (Электродвигатель компрессора)	5,5	1	0,7	0,8	III
7.	Электродвигатель тали	3	1	0,2	0,8	III
8.	Эл.дв.МПН-М1 (Двигатель насоса подпорного 1)	55	1	0,7	0,8	III
9.	Эл.дв.МПН-М2 (Двигатель насоса подпорного 2)	55	1	0,7	0,8	III
10.	Эл.дв. насоса откачки МПН-М3 (Электродвигатель насоса откачки)	4	1	0,7	0,8	III
Электрооборудование привода насоса №2						
11.	Эл.дв.МН2 (Электродвигатель привода насоса 2)	950	1	0,7	0,8	III
12.	Электродвигатель вентилятора обдува МН2	20	1	0,7	0,8	III
13.	Эл.дв.МС2 (Электродвигатель насоса смазки редуктора насоса 2)	5,8	1	0,7	0,8	III
14.	Эл.дв.МС3 (Электродвигатель насоса смазки и охлаждения штоков насоса 2)	2	1	0,7	0,8	III
ВЫШЕЧНО ЛЕБЕДОЧНЫЙ БЛОК (ВЛБ)						
Электрооборудование лебедки						
15.	Эл.дв.МЛ1 (Электродвигатель привода лебедки 1)	950	1	0,7	0,8	III
16.	Электродвигатель вентилятора обдува МЛ1	7,5	1	0,7	0,8	III

Номер позиции на плане БУ	Наименование электрооборудования	Рном, кВт	п, шт.	Ки	$\cos \varphi$	Категорийность ЭП по степени бесперебойности питания
1	2	3	4	5	6	7
17.	Эл.дв.МДП (Доп. привод лебедки)	90	1	0,6	0,8	II
18.	Эл.дв.МСЛ (Насос смазки лебедки)	3	1	0,7	0,8	II
19.	Гидротолкатель тормоза ДП	0,24	1	0,7	0,8	II
Электрооборудование ротора						
20.	Эл.дв.МР (Электродвигатель привода ротора)	950	1	0,6	0,8	III
21.	Электродвигатель вентилятора обдува МР	7,5	1	0,6	0,8	III
Вспомогательное оборудование						
22.	Двигатель вспомогательной лебедки	15	1	0,6	0,8	III
23.	Эл.двигатель ВШН (Насос вертикальный шламовый)	30	1	0,6	0,8	III
Двигатели наклонного желоба и приемного моста						
24-25.	Двигатель тележки моста приемного (М101)	18,5	2	0,4	0,8	III
26-27.	Толкатель электрогидравлический двигателя тележки моста приемного (М102-М105)	0,19	2	0,3	0,8	III
28.	Лебедка для растановки УБТ	5,5	1	0,3	0,8	III
29.	Кран консольноповоротный	18,5	1	0,3	0,8	III
БЛОК ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ (ЦСГО)						
Модуль обслуживания						
30-31.	Двигатель электронасосного Агрегата (М1-М2)	15	2	0,6	0,8	III
32.	Электродвигатель задвижки	0,1	1	0,3	0,8	III
33.	Электродвигатель вентилятора	1,1	1	0,8	0,8	III
Модуль грубой очистки						
34-36.	Вибросито №1, 2, 3.	3,8	3	0,7	0,8	III
37.	Эл.двигатель перем-теля (М3)	5,5	1	0,6	0,8	III
38.	Электродвигатель дегазатора	25	1	0,6	0,8	III
39-40.	Эл.двигатель вентилятора 1, 2	2,2	2	0,8	0,8	III
Модуль тонкой очистки						
41.	Эл.дв. насоса илоотделителя	55	1	0,7	0,8	III
42.	Эл.дв. насоса пескоотделителя	55	1	0,7	0,8	III
43.	Эл.дв. главный (центрифуги №1)	37	1	0,6	0,8	III
44.	Эл.дв. дополнительный (центрифуги №1)	11	1	0,6	0,8	III
45.	Эл.дв. винтового насоса (центрифуги №1)	7,5	1	0,6	0,8	III

Номер позиции на плане БУ	Наименование электрооборудования	Рном, кВт	п, шт.	Ки	$\cos \varphi$	Категорийность ЭП по степени бесперебойности питания
1	2	3	4	5	6	7
46.	Эл.дв. главный (центрифуги №2)	37	1	0,6	0,8	III
47.	Эл.дв. дополнительный (центрифуги №2)	11	1	0,6	0,8	III
48.	Эл.дв. винтового насоса (центрифуги №2)	7,5	1	0,6	0,8	III
49-50.	Электродвигатель шнекового транспортера 1, 2	7,5	1	0,8	0,8	III
51-52.	Эл.двигатель вентилятора 1, 2	2,2	2	0,8	0,8	III
53-67.	Эл.двигатель перемеш-ля №1-15.	5,5	15	0,8	0,8	III
Модуль приготовления раствора						
68.	Двигатель насоса воронки 1	55	1	0,6	0,8	III
69-70.	Двигатель насоса откачки бурового раствора 1	30	2	0,6	0,8	III
71.	Эл.двигатель вентилятора 1	2,2	1	0,8	0,8	III
72.	Эл.двигатель вентилятора 2	2,2	1	0,8	0,8	III
КОМПРЕССОННЫЙ БЛОК						
73.	Эл.двигатель привода №1	45	1	0,6	0,8	II
74.	Эл.двигатель венти-тора №1	7,5	1	0,6	0,8	II
75.	Эл.двигатель привода №2	45	1	0,6	0,8	II
76.	Эл.двигатель венти-тора №2	7,5	1	0,6	0,8	II
БЛОК ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ЕМКОСТЕЙ (БДЕ)						
77.	Эл.двигатель ШН-150 №1	30	1	0,3	0,8	III
78.	Эл.двигатель ШН-150 №2	30	1	0,3	0,8	III
79.	Насос водяной ЭЦВ-6-10	6	1	0,3	0,8	III
РАЗНОЕ						
80.	Освещение БДЕ	10	1	1	-	III
81.	Освещение емкостного блока	10	1	1	-	III
82.	Освещение насосного блока	5	1	1	-	III
83.	Освещение ВЛБ	12	1	1	-	III
84.	Жилой городок	120	1	1	0,9	III
85.	СВП	600	1	0,8	0,8	III

1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

1.1 Определение расчетной электрической нагрузки буровой установки

4200/250 ЭК-БМЧ.

На буровой установке предусмотрено использование напряжений 0,69 кВ и 0,4 кВ. К электрической сети на напряжении 0,69 кВ через КТУ-1, КТУ-2 подключены: буровые насосы №1 и №2, привод ротора, буровая лебедка, двигатель верхнего привода. От сети напряжением 0,4 кВ осуществляется питание вспомогательной лебедки, двигателя насосов, мешалок, пескоотделителя, вибросита, освещение буровой и котельная от которой обогревается буровая установка.

Определим для электроприёмников коэффициент использования и коэффициент мощности $\cos\varphi$ по справочным таблицам и по характеристикам оборудования.

Расчетная силовая нагрузка буровой, электроснабжение которого разрабатывается подробно в работе, определяется по методу упорядоченных диаграмм. Для этого электроприемники буровой установки разбиваются на две характерные группы:

Для потребителей на стороне 0,4кВ

По методике расчёта все электроприемники разделим на две группы:

Группа А – ЭП с переменным графиком нагрузки - $K_{и} < 0,6$

Группа Б – ЭП с постоянным графиком нагрузки - $K_{и} \geq 0,6$

Определение установленной мощности, приведенной к ПВ=100%:

Поворотный кран $P_{ном} = P_{п} \cdot \sqrt{ПВ} = 18,5 \cdot \sqrt{0,15} = 7,16 \text{ кВт};$

Электродвигатель тали $P_{п} \cdot \sqrt{ПВ} = 3 \cdot \sqrt{0,15} = 1,16 \text{ кВт};$

Группа "А"

Установленная суммарная мощность:

$$\sum P_{ном} = 7,16 + 1,16 + 18,5 + 18,5 + 2 \cdot 0,19 + 5,5 + 0,1 + 2 \cdot 30 + 6 = 117,3 \text{ кВт}$$

Диапазон величины модуля силовой сборки:

$$m = \frac{P_{н. \max}}{P_{н. \min}} = \frac{30}{0,1} = 300 > 3$$

Определение эффективного числа электроприёмников $n_э$:

Определим наибольший по мощности ЭП рассматриваемой группы - эл.двигатель ШН-150 $P_{н} = 30 \text{ кВт};$

Выделим группу ЭП, мощность которых больше или равна половине мощности наибольшего по мощности ЭП, т.е. больше 15 кВт.

К этой группе относятся:

Электродвигатель тележки моста приемного (М101) $P_{н} = 18,5 \text{ кВт};$

Электродвигатель каретки наклонного желоба (М104) $P_{н} = 18,5 \text{ кВт};$

Электродвигатель ШН-150 №1 $P_{н} = 30 \text{ кВт};$

Электродвигатель ШН-150 №2 $P_{н} = 30 \text{ кВт};$

Тогда общее число ЭП и их суммарная мощность будут равны: $n = 10$; $P_n = 117,3 \text{ кВт}$.
 Число ЭП выделенной группы и их суммарная мощность будут равны: $n_1 = 2$ $P_{n1} = 97 \text{ кВт}$.
 Определим относительные величины:

$$n^* = n_1 / n = 4 / 10 = 0,4$$

$$P_n^* = P_{n1} / P_n = 97 / 117,3 = 0,82$$

Используя рис.2.2 [1, стр.49] определяем, что и соответственно эффективное число электроприёмников будет равно:

$$n_{\text{э}} = n_{\text{э}}^* \cdot n = 0,52 \cdot 10 = 5$$

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену:

$$\sum P_{\text{см}} = K_u \cdot \sum P_{\text{ном}} = 5,55 + 0,6 + 7,4 + 7,4 + 0,152 + 2,2 + 0,03 + 30 + 1,8 = 55,1 \text{ кВт}$$

$$\sum Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg} \varphi = 4,2 + 0,5 + 5,6 + 5,6 + 0,1 + 1,7 + 0,0 + 22,5 + 1,4 = 41,35 \text{ кВАр}$$

Средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{u, \text{ср}} = \frac{\sum P_{\text{см}}}{\sum P_{\text{ном}}} = \frac{55,1}{130,48} = 0,42$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности

$$\text{tg} \varphi_{\text{ср}} = \frac{\sum Q_{\text{см}}}{\sum P_{\text{см}}} = \frac{41,35}{55,1} = 0,75$$

Коэффициент максимума активной мощности определяется по кривым в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП:
 $K_M = 1,63$

Расчетная активная, реактивная и полная максимальные мощности группы ЭП с переменным графиком нагрузки определяется как:

$$P_M^{A''} = K_M \cdot \sum P_{\text{см}}^{A''} = 1,63 \cdot 55,1 = 90 \text{ кВт}$$

$$Q_M^{A''} = 1,1 \cdot \sum Q_{\text{см}}^{A''} = 1,1 \cdot 41,35 = 45,5 \text{ кВАр при } n_{\text{э}} < 10.$$

$$S_M^{A''} = \sqrt{(P_M^{A''})^2 + (Q_M^{A''})^2} = \sqrt{90^2 + 45,5^2} = 100,8 \text{ кВА}$$

Группа "Б" (0,4 кВ)

Установленная суммарная мощность:

$$\sum P_{\text{ном}}^{B''} = 1086,14 \text{ кВт}$$

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену:

$$\sum P_{\text{см}}^{B''} = K_u \cdot \sum P_{\text{ном}} = 0,7 \cdot 1086,14 = 755,92 \text{ кВт}$$

$$\sum Q_{см}^{''B''} = \sum P_{см}^{''B''} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 755,92 \cdot 0,75 = 566,9 \text{ кВАр}$$

Коэффициент максимума активной мощности для группы «Б» (0,4 кВ):

$$K_{\text{м}} = 1$$

Расчетная активная, реактивная и полная максимальные мощности:

$$P_{\text{м}}^{''B''} = \sum P_{см}^{''B''} = 755,92 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{м}}^{''B''} = \sum Q_{см}^{''B''} = 566,9 \text{ кВАр}$$

$$S_{\text{м}}^{''B''} = \sqrt{\left(P_{\text{м}}^{''B''}\right)^2 + \left(Q_{\text{м}}^{''B''}\right)^2} = \sqrt{755,9^2 + 566,9^2} = 944,9 \text{ кВА}$$

Группа "Б" (0,69 кВ)

Установленная суммарная мощность:

$$\sum P_{\text{ном}}^{''B''} = 4400 \text{ кВт}$$

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену:

$$\sum P_{см}^{''B''} = K_{\text{и}} \cdot \sum P_{\text{ном}} = 0,7 \cdot 4400 = 3080 \text{ кВт}$$

$$\sum Q_{см}^{''B''} = \sum P_{см}^{''B''} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 3080 \cdot 0,75 = 2310 \text{ кВАр}$$

Коэффициент максимума активной мощности для группы «Б» (0,69 кВ):

$$K_{\text{м}} = 1$$

Расчетная активная, реактивная и полная максимальные мощности:

$$P_{\text{м}}^{''B''} = \sum P_{см}^{''B''} = 3080 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{м}}^{''B''} = \sum Q_{см}^{''B''} = 2310 \text{ кВАр}$$

$$S_{\text{м}}^{''B''} = \sqrt{\left(P_{\text{м}}^{''B''}\right)^2 + \left(Q_{\text{м}}^{''B''}\right)^2} = \sqrt{3080^2 + 2310^2} = 3850 \text{ кВА}$$

Итого по буровой:

Установленная суммарная мощность:

$$\sum P_{\text{ном}} = \sum P_{\text{ном}}^{''A''} + \sum P_{\text{ном}}^{''B''} + \sum P_{\text{ном}}^{''B''} = 130,48 + 1086,14 + 4400 = 5616,62 \text{ кВт}$$

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену:

$$\sum P_{см} = \sum P_{см}^{''A''} + \sum P_{см}^{''B''} + \sum P_{см}^{''B''} = 55,1 + 755,92 + 3080 = 3891,02 \text{ кВт}$$

$$\sum Q_{см} = \sum Q_{см}^{''A''} + \sum Q_{см}^{''B''} + \sum Q_{см}^{''B''} = 41,35 + 566,9 + 2310 = 2918,25 \text{ кВАр}$$

Расчетная активная, реактивная и полная максимальные мощности:

$$P_M = P_M^{A''} + P_M^{B''} + P_M^{B''} = 90 + 755,9 + 3080 = 3925,9 \text{ кВт}$$

$$Q_M = Q_M^{A''} + Q_M^{B''} + Q_M^{B''} = 45,5 + 566,9 + 1923,8 = 2536,2 \text{ кВАр}$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{3925,9^2 + 2536,2^2} = 4715,72 \text{ кВА}$$

$$\text{Расчетный максимальный ток: } I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} + \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{ном(0,66)}} = \frac{1044,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} + \frac{3206,25}{\sqrt{3} \cdot 0,66} = 4394 \text{ А}$$

Определение осветительной нагрузки:

Расчетная нагрузка осветительных приемников определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_{p.o.} = P_{н.о.} \cdot K_{co};$$

K_{co} принимается по справочным данным. Величина $P_{н.о.}$ находится как:

$$P_{н.о.} = P_{уд.о} \cdot F;$$

Где $P_{уд.о}$ – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м² (принимается по справочным данным), F – площадь (цеха и т.д.), м²;

$$P_{po} = K_{co} \cdot K_1 \cdot P_{уд.о} \cdot F_{отд.}$$

$$P_{уд.о} = \frac{P_{уд(100)} \cdot K_z \cdot E_{факт.}}{K_{з(100)} \cdot \eta_{св} \cdot E}$$

где $P_{уд(100)} = 2,9$, Вт/м² – удельная мощность освещения при освещённости 100, Лк

$K_z, K_{з(100)} = 1,5$ – коэффициент запаса и коэффициент запаса для освещённости 100, Лк

Соответственно.

$E_{факт.}$ – фактическая освещённость; $E = 100$ Лк-освещённость;

$\eta_{св}$ – КПД светильников;

$$P_{уд.о} = \frac{2,9 \cdot 1,5 \cdot 300}{1,5 \cdot 0,6 \cdot 100} = 14,5, \text{ Вт/м}^2$$

$$K_{co} = 1$$

$K_1 = 1,1$ - потери в ПРА;

Так как задан масштаб чертежа 15 м/см, то соответственно

$$F_{отд.} = 1,3 \cdot 20 \cdot 3,2 \cdot 20 = 1664, \text{ м}^2;$$

Таблица 3 - Определение расчётных нагрузок буровой установки 4200/250 ЭК-БМЧ.

Наименование узлов питания и групп электроприемников	Количество ЭП, n	Установленная мощность, кВт		m=P _{н. max} /P _{н. min}	Коэффициент использования, К _и	cos φ	Средняя нагрузка		Эффективность электроприемников, пэ	Коэффициент максимума, К _м	Максимальная нагрузка			Расчетный ток I _p , А
		ЭП, кВт	Общая, кВт				P _{см} =К _и *P _н , кВт	Q _{см} =P _{см} *tgφ, кВар			P _м =К _м *P _{см} , кВт	Q _м =Q _{см} при пэ>10, Q _м =1,1Q _{см} при пэ<10, кВар	S _м =√P _м ² +Q _м ² , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Приемники группы А:														
Кран консольноповоротный	1	18,5	18,5		0,05	0,8	5,55	4,2						
Электродвигатель тали	1	3	3		0,02	0,8	0,6	0,5						
Электродвигатель тележки моста приемного (М101)	1	1,16	1,16		0,4	0,8	7,4	5,6						
Электродвигатель каретки наклонного желоба (М104)	1	18,5	18,5		0,4	0,8	7,4	5,6						
Толкатель электрогидравлический двигателя тележки моста приемного (М102)	2	0,19	0,38		0,4	0,8	0,152	0,1						
Лебедка для растановки УБТ	1	5,5	5,5		0,4	0,8	2,2	1,7						
Электродвигатель задвижки	1	0,1	0,1		0,3	0,8	0,03	0,0						
Эл.двигатель ШН-150 №№1, 2	2	30	60		0,5	0,8	30	22,5						
Насос водяной ЭЦВ-6-10	1	6	6		0,3	0,8	1,8	1,4						
Итого по группе А:	11	0,1÷30	117,3	>3	0,4	-	51,4	38,52	5	1,74	89,3	42,4	98,87	150
Приемники группы Б (0,4 кВ):														
Эл.дв.МН1 (Электродвигатель привода насоса 1, 2)	2	950	1900		0,7	0,8	1330	997,50						
Электродвигатель вентилятора обдува МН1	2	20	40		0,7	0,8	28	21,00						

Наименование узлов питания и групп электроприемников	Количество ЭП, n	Установленная мощность, кВт		m=P _{н. max} /P _{н. min}	Коэффициент использования, К _и	cos φ	Средняя нагрузка		Эффективность электроприемников, пэ	Коэффициент максимума, К _м	Максимальная нагрузка			Расчетный ток I _p , А
		ЭП, кВт	Общая, кВт				P _{см} =К _и *P _н , кВт	Q _{см} =P _{см} *tgφ, кВар			P _м =К _м *P _{см} , кВт	Q _м =Q _{см} при пэ>10, Q _м =1,1Q _{см} при пэ<10, кВар	S _м =√P _м ² +Q _м ² , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Эл.дв.МС1 (Электродвигатель насоса смазки редуктора насоса 1, 2)	2	5,8	11,6		0,7	0,8	8,12	6,09						
Эл.дв.МС3 (Электродвигатель насоса смазки и охлаждения штоков насоса 1, 2)	2	2	4		0,7	0,8	2,8	2,10						
Эл.дв.насоса откачки ЗРУ-М3 (Электродвигатель насоса откачки)	1	1,1	1,1		0,7	0,8	0,77	0,58						
Эл.дв. ОБН-КП-М1 (Электродвигатель компрессора)	1	5,5	5,5		0,7	0,8	3,85	2,89						
Эл.дв.МПН-М1 (Двигатель насоса подпорного 1, 2)	2	55	110		0,7	0,8	77	57,75						
Эл.дв. насоса откачки МПН-М3 (Электродвигатель насоса откачки)	1	4	4		0,6	0,8	2,4	1,80						
Эл.дв.МЛ1 (Электродвигатель привода лебедки 1)	1	950	950		0,7	0,8	665	498,75						
Электродвигатель вентилятора обдува МЛ1	1	7,5	7,5		0,7	0,8	5,25	3,94						
Эл.дв.МДП (Доп. привод лебедки)	1	90	90		0,6	0,8	54	40,50						
Эл.дв.МСЛ (Насос смазки лебедки)	1	3	3		0,7	0,8	2,1	1,58						
Гидротолкатель тормоза ДП	1	0,24	0,24		0,7	0,8	0,168	0,13						

Наименование узлов питания и групп электроприемников	Количество ЭП, n	Установленная мощность, кВт		m=P _{н.max} /P _{н.min}	Коэффициент использования, К _и	cos φ	Средняя нагрузка		Эффективность электроприемников, пэ	Коэффициент максимума, К _м	Максимальная нагрузка			Расчетный ток I _p , А
		ЭП, кВт	Общая, кВт				P _{см} =К _и *P _н , кВт	Q _{см} =P _{см} *tgφ, кВар			P _м =К _м *P _{см} , кВт	Q _м =Q _{см} при пэ>10, Q _м =1,1Q _{см} при пэ<10, кВар	S _м =√P _м ² +Q _м ² , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Эл.дв.МР (Электродвигатель привода ротора)	1	950	950		0,6	0,8	570	427,50						
Электродвигатель вентилятора обдува МР	1	7,5	7,5		0,6	0,8	4,5	3,38						
Двигатель вспомогательной лебедки	1	15	15		0,6	0,8	9	6,75						
Эл.двигатель ВШН (Насос вертикальный шламовый)	1	30	30		0,6	0,8	18	13,50						
Двигатель электронасосного Агрегата (М1)	2	15	30		0,7	0,8	21	15,75						
Эл.двигатель вентилятора	1	1,1	1,1		0,7	0,8	0,77	0,58						
Вибросито №№ 1, 2, 3	3	3,8	11,4		0,7	0,8	7,98	5,99						
Эл.двигатель перем-теля (М3)	1	5,5	5,5		0,7	0,8	3,85	2,89						
Электродвигатель дега-тора	1	25	25		0,6	0,8	15	11,25						
Эл.двигатель вентилятора	6	2,2	13,2		0,8	0,8	10,56	7,92						
Эл.дв. насоса илоотделителя	1	55	55		0,7	0,8	38,5	28,88						
Эл.дв. насоса пескоотделителя	1	55	55		0,7	0,8	38,5	28,88						
Эл.дв. главный (центрифуги №1, 2)	2	37	74		0,6	0,8	44,4	33,30						

Наименование узлов питания и групп электроприемников	Количество ЭП, n	Установленная мощность, кВт		m=P _{н. max} /P _{н. min}	Коэффициент использования, К _и	cos φ	Средняя нагрузка		Эффективность электроприемников, пэ	Коэффициент максимума, К _м	Максимальная нагрузка			Расчетный ток I _p , А
		ЭП, кВт	Общая, кВт				P _{см} =К _и *P _н , кВт	Q _{см} =P _{см} *tgφ, кВар			P _м =К _м *P _{см} , кВт	Q _м =Q _{см} при пэ>10, Q _м =1,1Q _{см} при пэ<10, кВар	S _м =√P _м ² +Q _м ² , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Эл.дв. дополнительный (цен-трифуги №1, 2)	2	11	22		0,6	0,8	13,2	9,90						
Эл.дв. винтового насоса (цен-трифуги №1, 2)	2	7,5	15		0,6	0,8	9	6,75						
Электродвигатель шнекового транспортера 1, 2	2	7,5	15		0,8	0,8	12	9,00						
Эл.двигатель перемеш-ля	15	5,5	82,5		0,8	0,8	66	49,50						
Двигатель насоса воронки 1	1	55	55		0,6	0,8	33	24,75						
Двигатель насоса откачки бу-рового раствора 1	2	30	60		0,6	0,8	36	27,00						
Эл.двигатель привода (КБ)	2	45	90		0,6	0,8	54	40,50						
Эл.двигатель вентилятора (КБ)	2	7,5	15		0,6	0,8	9	6,75						
Паровая котельная	1	12	12		0,6	0,8	7,2	5,40						
Жилой городок	1	120	120		1,0	0,9	120	58,12						
Итого по группе Б (0,4 кВ):	66	0,1÷120	1086,14	-	-	-	755,92	566,9	-	1	755,9	566,9	944,90	1436
Приемники группы Б (0,69 кВ):														
Эл.дв.МН1 (Электродвигатель привода насоса 1, 2)	2	950	1900		0,7	0,8	1330	997,50						
Эл.дв.МЛ1 (Электродвигатель привода лебедки 1)	1	950	950		0,7	0,8	665	498,75						
Эл.дв.МР (Электродвигатель привода ротора)	1	950	950		0,6	0,8	570	427,50						

Наименование узлов питания и групп электроприемников	Количество ЭП, n	Установленная мощность, кВт		m=P _н .max./P _н .min	Коэффициент использо- вания, К _и	cos φ	Средняя нагруз- ка		Эффективность электро- приемников, пэ	Коэффициент максимума, К _м	Максимальная нагрузка			Расчетный ток I _р , А
		ЭП, кВт	Общая, кВт				P _{см} =К _и *P _н , кВт	Q _{см} =P _{см} *tgφ, кВар			P _м =К _м *P _{см} , кВт	Q _м =Q _{см} при пэ>10, Q _м =1,1Q _{см} при пэ<10, кВар	S _м =√P _м +Q _м , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Электродвигатель СВП		600	600		0,6	0,8								
Итого по группе Б (0,69 кВ):	4	0,1÷950	4400	-	-	-	2925,00	2193,8	-	1	2925,0	2193,8	3656,25	3198
Итого силовая нагрузка:	-	0,1÷950	5640,44	-	-	-	3372,28	2799,2	-	-	3700,3	2803,1	4698,08	4784
Осветительная нагрузка:	-	-	37	-	K _{сo} =0,85	-	31,45	-		-	31,45	-	-	-
Итого:		-	5640,44				3763,73	2799,2	-	-	3801,7	2803,1	4723,36	4784

1.2 Определение расчётной электрической нагрузки буровой установке

Расчётная, полная мощность буровой установки определяется по расчётным, активным и реактивным нагрузкам с учётом расчётной нагрузки освещения отделений, потерь мощности в трансформаторных подстанциях, потерь в высоковольтных линиях.

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников определяется из соотношений

$$P_p = K_c \cdot P_n;$$

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

Так как трансформаторы подстанций и кабели распределительной сети еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них можно определить из выражений:

$$\Delta P_{\tau} = 0,02 S_p^H;$$

$$\Delta Q_{\tau} = 0,1 S_p^H;$$

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,03 S_p^H,$$

где S_p^H – расчётная мощность буровой установки на шинах напряжением до 1000 В за максимально загруженную смену.

$$S_p^H = \sqrt{(\sum P_p)^2 + (\sum Q_p)^2} = \sqrt{(3801,7)^2 + (2803,1)^2} = 4273,39 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{\tau} = 0,02 \cdot 4273,39 = 85,46 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\tau} = 0,1 \cdot 4273,39 = 427,34 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,03 \cdot 4275,72 = 128,2 \text{ кВт}.$$

Суммарные расчётные активная и реактивная мощности, отнесённые к шинам 6 кВ, определяются из выражений:

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^B) \cdot K_{p.m} + \sum P_{po} + \Delta P_{\tau} + \Delta P_{\text{л}}$$

$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_p^H + \sum Q_p^B) \cdot K_{p.m} + \Delta Q_{\tau}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}$$

где $K_{p.m}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки отдельных групп электроприемников, принимаемый 0,95.

$$P_{p\Sigma} = 3441,7 \cdot 0,95 + 85,46 + 128,2 = 3483,27 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = 2533,1 \cdot 0,95 + 427,34 = 2833,78 \text{ кВАр};$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{3483,27^2 + 2833,78^2} = 4490,37 \text{ кВА}.$$

Полная расчётная мощность буровой установки со стороны высокого напряжения определяется:

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma} - Q_{\text{кв}})^2},$$

где $Q_{\text{ку}}$ – мощность компенсирующих устройств.

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{р}\Sigma} - Q_{\text{с}}$$

где $Q_{\text{с}}$ – наибольшее значение реактивной мощности, передаваемо по сети в режиме наибольших активных нагрузок электроприемников буровой установки:

$$Q_{\text{с}} = \alpha \cdot P_{\text{р}\Sigma}.$$

$$Q_{\text{с}} = 0,2 \cdot 3483,27 = 696,65 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\text{ку}} = 2833,78 - 696,65 = 2137,13 \text{ кВАр};$$

$$S_{\text{р.}} = \sqrt{(3483,96)^2 + (2836,96 - 2140,17)^2} = 3552,96 \text{ кВА}.$$

Таблица 4 - Расчётная электрическая нагрузка буровой установки 4200/250 ЭК-БМЧ.

№ п/п	Наименование ЭП	Рн, кВт	Кс	cos φ/ tg φ	Рр, кВт	Qр, кВар
1	2	3	4	5	6	7
Потребители электроэнергии 0,4 кВ						
1	Вышечно Лебедочный блок (ВЛБ)	153,24	0,6	0,8/0,75	93,0	69,8
2	Блок циркуляционной системы (ЦСГО)	519,7	0,6	0,8/0,75	349,8	262,3
3	Насосный блок	176,2	0,6	0,8/0,75	122,9	92,2
4	Компрессорный блок	105,0	0,6	0,8/0,75	63,0	47,3
5	КРУ - 6 кВ	10,8	0,6	0,8/0,75	7,6	4,3
6	Блок дополнительных емкостей	66,1	0,6	0,8/0,75	31,8	23,9
7	Паровая котельная	12	0,6	0,8/0,75	7,2	5,4
8	Жилой городок	120	1	0,9	120	58,1
	Итого по 0,4 кВ	1086,14			755,9	566,9
Потребители 0,69 кВ						
9	Привод буровой лебедки	950	0,7	0,8/0,75	665,0	498,8
10	Привод роторного стола	950	0,6	0,8/0,75	570,0	427,5
11	Привод бурового насоса № 1	950	0,7	0,8/0,75	665,0	498,8
12	Привод бурового насоса № 2	950	0,7	0,8/0,75	665,0	498,8
13	СВП	600	0,7	0,8/0,75	360,0	270,0
	Итого по 0,69 кВ	4400			2925,0	2193,8
	Всего по буровой установке	5640			3801,7	2803,1

1.3. Картограмма и определение центра электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещённые на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определённом масштабе соответствуют расчётным нагрузкам отделений.

Радиусы окружностей для каждого отделения определяются из выражения:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}} \quad (1.22)$$

где S_{pi} – расчётная площадь i – го отделения с учётом освещения, кВА;

m – масштаб для определения площади круга, кВА/мм² (постоянный для всех отделений предприятия).

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами или секторами в круге. Считаем, что нагрузка по отделению распределена равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей отделение в плане.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора (α) определяется из соотношения полных расчётных (S_{pi}) и осветительных нагрузок (P_{po}) отделений:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{S_{pi}} \quad (1.23)$$

Расчёты систематизируем в виде таблицы, представленной ниже.

На генплане завода произвольно наносятся оси координат и определяются значения x_i и y_i для каждого отделения. Координаты центра электрических нагрузок завода x_o и y_o определяются по формулам:

$$x_o = \frac{\sum S_{pi} \cdot x_i}{\sum S_{pi}} \quad (1.24)$$

$$y_o = \frac{\sum S_{pi} \cdot y_i}{\sum S_{pi}} \quad (1.25)$$

Таблица 1.3. Расчётные данные для построения картограммы нагрузок

№ корпуса на генплане	S _{pi} , кВА	P _{po} , кВт	r, мм	α, град	x _i , м	y _i , м	S _{pi} · x _i , кВА · м	S _{pi} · y _i , кВА · м	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Потребители 0,4 кВ									
1	116,27	12,7	5,44	39,32	38,42	47,11	4467,09	5477,47	m = 0,8 кВА/мм ²
2	437,2	9,05	10,55	7,45	68,38	47,11	29895,73	20596,49	
3	153,68	7,8	6,25	18,27	100,38	47,11	15426,39	7239,86	x _o = $\frac{346213,46}{4635,32} = 74,69$ м
4	78,75	0,8	4,47	3,65	114,37	47,11	9006,63	3709,91	
5	10,8	4,08	1,65	136	128,36	47,11	1386,28	508,78	
6	39,79	0,9	3,18	8,14	187,66	70,91	7466,99	2821,50	y _o = $\frac{224033,73}{4635,32} = 48,33$ м
7	9	1,2	1,51	48	185,16	89,73	1666,44	807,57	
8	133,33	23,8	5,82	64,26	250,44	79,61	33391,16	10614,40	
Потребители 0,69 кВ									
1	1993,75	—	61,72	—	38,42	47,11	76599,87	93925,56	—
3	1662,75	—	56,36	—	100,38	47,11	166906,84	78332,15	
Итого	4635,32	—	—	—	—	—	346213,46	224033,73	

* Но ввиду конструктивного исполнения буровой установки и её расположения на кустовой площадке расположить дизельную электростанцию с генераторами 6 кВ в расчётном центре электрических нагрузок невозможно. Размеры кустовой площадки, предоставленные для бурения работаны проектом и ограничены, смещаем его в сторону питающей линии.

Фактические координаты расположения ГПП следующие $x_o = 74,69 \text{ м}$; $y_o = 48,33 \text{ м}$.

2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Выбор напряжения питающей линии

Для выбора питающей линии подходящей к ГПП буровой установки, располагающейся на расстоянии 0,15 км от подстанции энергосистемы, рассчитаем один вариант на 6 кВ.

Вариант 1. Напряжение питающей линии 6 кВ (промышленная).

Питающая линия выполняется проводом АС. Выбор сечения провода производится по нагреву расчётным током и экономической плотности тока:

$$I_p = \frac{S_{p, ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3552,96}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 325,66 \text{ А}; \quad (2.1)$$

$T_m = 4500$ (ч). Соответственно экономическая плотность тока будет равна $i_{эк} = 1 \text{ А/мм}^2$, согласно [2, стр.78].

Рассчитаем экономически целесообразное сечение:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{i_{эк}} = \frac{325,66}{1} = 325,66 \text{ мм}^2. \quad (2.2)$$

Полученное сечение округляем до стандартного и в соответствии с [4, стр.624] принимаем в качестве ВЛЭП провода марки АС – 95. В связи с тем, что в соответствии с ПУЭ проверка по экономической плотности тока не подлежат сети временных сооружений и устройства со сроком службы до 5 лет, а буровая установка находится в эксплуатации не более 1,5 года, то выбор сечения питающей воздушной линии 6 кВ выбираем по длительно допустимому току:

1. по нагреву $1,3I_{доп} > I_{p, макс}$;

$$1,3 \cdot 330 > 325,66 \text{ А};$$

$$429 > 325,66 \text{ А}.$$

2. по механической прочности $F_{эк. ВЛЭП} > F_{мин. мех}$; $95 > 25, \text{мм}^2$.

3. по допустимой потере напряжения $I_{доп} = I_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доп\%} \cdot K_3 \geq 1$,

где $I_{\Delta U 1\%}$ – длина линии при полной нагрузке на 1% потери напряжения, принимаем по справочной литературе [3, стр.90], км;

$\Delta U_{доп\%}$ – допустимая потеря напряжения;

$$K_3 = \frac{I_{доп}}{I_p} \text{ – коэффициент загрузки линии;}$$

$l_{доп}$ – допустимая длина линии, км;

l – фактическая длина линии, км;

$$1,31 \cdot 1 \cdot \frac{330}{325,66} = 1,34 > 0,25 \text{ км}.$$

Проверку по условию коронирования проводов делать нет необходимости, так как напряжение питающей ВЛЭП = 6 кВ < 110 кВ.

Проведём технико-экономическое сравнение.

Вариант 1. Напряжение питающей линии 6 кВ (промышленная ВЛ).

Приведённые затраты определяются по выражению:

$$З = E_n \cdot K + C_{\text{год}} \quad (2.3)$$

где E_n – коэффициент приведения (нормативный коэффициент эффективности);

K – единовременные капиталовложения, тыс.у.е.;

$$C_{\text{год}} = C_{\text{потерь}} + C_{\text{аморт.}} + C_{\text{обсл.}} = C_{\text{потерь}} + E_{\text{аморт.}} \cdot K + E_{\text{обсл.}} \cdot K, \text{ тыс.у.е.} \quad (2.4)$$

годовые издержки;

$C_{\text{потерь}}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс.у.е.;

$C_{\text{аморт.}}$ – стоимость ежегодных амортизационных отчислений, тыс.у.е.;

$C_{\text{обсл.}}$ – стоимость ежегодных отчислений на обслуживание, тыс.у.е.;

Стоимость потерь электроэнергии рассчитываем по формуле:

$$\Delta C_{\text{потерь}} = P_{\text{уд}} \cdot K_3^2 \cdot \tau \cdot C_{\text{уд}}; \quad (2.5)$$

Потери активной мощности в ЛЭП на одну цепь принимаем по справочной литературе

[3, стр.90], при сечении провода 95 мм²:

$$\Delta P_{\text{уд}}^{95} = 134 \text{ кВт/км};$$

коэффициент загрузки линии $K_3 = I_p / I_{\text{доп}} = 325,66 / 330 = 0,98$;

$\tau = (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2886,2 \text{ ч/год}$ – время наибольших потерь;

стоимость одного киловатта электроэнергии $\Delta C_{\text{уд}} = 2,93 \text{ у.е./кВт}\cdot\text{ч}$;

$$C_{\text{потерь}} = \Delta P_{\text{уд}} \cdot K_3^2 \cdot \tau \cdot C_{\text{уд}} = 134 \cdot 0,98^2 \cdot 2886,2 \cdot 2,93 = 1088 \text{ тыс.у.е.}$$

Для ВЛЭП $E_n = 0,152$; для силового оборудования $E_n = 0,193$; для амортизационных отчислений $E_{\text{аморт.}} = 0,035$; для отчислений на обслуживание $E_{\text{обсл.}} = 0,005$; коммутационное оборудование на 6 кВ $K_{\text{ко}}^6 = 3,46 \text{ тыс.у.е.}$, стоимость одного километра одноцепной ВЛЭП напряжением 6 кВ на ж/б опорах согласно [5, стр.147] $I_{\text{ЛЭП}}^6 = 19,1 \text{ тыс.у.е./км}$.

$$З = [0,193 \cdot 3,46 + 0,25 \cdot 0,152 \cdot 29,1] + [1088 + 0,035 \cdot (3,46 + 0,25 \cdot 29,1) + 0,005 \cdot (3,46 + 0,25 \cdot 29,1)] = 2,21 + 1088,37 + 0,05 = 1090,63 \text{ тыс. у.е.}$$

Вариант 2. Напряжение питающей линии 6 кВ от (ВЛ энергокомплекс).

При бурении кондуктора скважины при работе двух буровых насосов общая потребляемая мощность составляет 3500 кВт, в работе используется четыре модуля общей мощностью 4000 кВт, средняя нагрузка на 1 модуль составляет ориентировочно 90%.

После бурения кондуктора скважины (ориентировочно в месяц 5 дней), затем ведется бурение ствола скважины под эксплуатационную колонну, в работе остается один буровой насос и нагрузка составляет ориентировочно 2700 кВт, следовательно, в работе находится три модуля ДГУ мощностью 1000 кВт, средняя нагрузка на 1 модуль составляет ориентировочно 98%.

Учитывая скачкообразный режим нагрузки при бурении колонны скважины среднюю нагрузку на один модуль ДГУ примем 75%.

Таблица 2.1 - Ориентировочный расчет расхода дизельного топлива Энергокомплексом ДГУ 5*1000 кВт ("Cummins")

Наименование работ	Кол-во (сут.)	Кол-во работающих ДГУ	Нагрузка %	Расход л/час 1 ДГУ	Итого расход л/сут	Итого расход л/мес	Итого расход Тн/мес	Цена (руб./Тн)	Сумма (руб.)
Бурение кондуктора	5	4	75	171,8	16492,8	82464	69,27	29900	2071173
Бурение колонны	25	3	75	171,8	4123,2	309240	259,76	29900	7766854
Итого:	30					391704	329,03		9838027

- Стоимость оборудования ДГУ ориентировочно составляет 82 033 898 рублей.
- Сумма амортизационных отчислений в месяц составляет 562 308 рублей.
- Сумма ежемесячных отчислений на техническое обслуживание (включая расходные материалы) в сумме 300 000 рублей;
- Заработная плата обслуживающего персонала в месяц составляет с учетом ее резервирования для выплаты отпускных пособий 363 480 рублей.

Примечание:

1. Норма расхода дизельного топлива при нагрузке 75% согласно технических характеристик заводов-изготовителей ДГУ;

2. Стоимость дизельного топлива учитывает транспортные затраты на его доставку на Игольское-Таловое нефтяное месторождение с НПЗ (нефтеперерабатывающий завод) г. Стрежевой, расстояние составляет ориентировочно 1086 км.

Данные по затратам систематизируем в виде таблицы:

Таблица 4.3 - Сравнительный анализ расходов на эксплуатацию при бурении скважин

№ п/п	Наименование затрат	ВЛ-6 кВ	ДГУ 5*1000 кВт
1	Стоимость оборудования, руб.	22 000 000	82 033 898
2	Ежемесячные текущие расходы, руб.	643 000	955 788
2.1	Амортизационные отчисления, руб.	193 000	562 308
2.2	Техническое обслуживание, руб.	100 000	300 000
2.3	Заработная плата, в мес., руб.	350 000	363 480
3	Дизельное топливо в мес., руб.	800 000	9 838 027
	Итого по п.2. и п.3. за первый год, руб.	1 443 000	10 793 815

Вывод: На основании проведенного технико-экономического расчета для электроснабжения буровой установки 4200/250 ЭК-БМЧ выбираем ВЛ – 6 кВ (промышленной ВЛ).

2.2. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов должен быть обусловлен величиной и характером электрических нагрузок, размещением нагрузок на генеральном плане предприятия, производственными и эксплуатационными требованиями. Должны учитываться, кроме того, конфигурация производственных помещений, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, условия охлаждения, требования пожарной и электрической безопасности и типы применяемого электрооборудования, графику нагрузки потребителя и подсчитанным величинам средней и максимальной мощности.

Электроприёмники первой категории - электроприёмники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Электроприёмники второй категории - электроприёмники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприёмники третьей категории - все остальные электроприёмники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

Для электроснабжения потребителей I и II категорий надежности должны быть предусмотрены два независимых источника электроснабжения, для потребителей III категории достаточно одного источника.

Чтобы выбрать наиболее рациональный вариант электроснабжения, обычно рассматривают не менее двух вариантов числа и мощности трансформаторов на подстанции, сравнивая их по технико-экономическим показателям.

Возможное минимальное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_o = \frac{\sum P_p''}{\beta_m \cdot S_{н.тр.}};$$

$\sum P_p''$ – номинальная расчётная активная мощность в сетях до 1000 В, кВт.

где β_m – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$\beta_m = \frac{S_m}{n \cdot S_{мп}} = \frac{944,90}{1 \cdot 1000} = 0,94 ;$$

Но т.к. буровая установка относится к потребителям III категории надежности электроснабжения (согласно ПУЭ) и конструкцией рассматриваемой буровой установки предусмотрена установка одного трансформатора 6/0,4 кВ, то в сети до 1000 В (в данном случае) число трансформаторов не может быть изменено из-за условий электроснабжения, размещения электрооборудования на буровой установке, требований надежности и т.д., то сохраняя данную методику расчета, определяем не минимально возможное число трансформаторов, а минимально возможную мощность трансформатора:

$$S_o = \frac{\sum P_p''}{\beta_m \cdot \cos \varphi} = \frac{755,9}{0,94 \cdot 1} = 804,14 \text{ кВА};$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется по выражению:

$$S_{тр.р.} = \sqrt{P_p^2 + Q_{вн.тр.}^2} = \sqrt{755,9^2 + 566,9^2} = 944,86 \text{ кВА},$$

Технико-экономические расчеты производят по следующим показателям:

$$\Delta Q_{к.з.} = S_{н.т.} \cdot \frac{U_{к.з.} \%}{100} \text{ кВар}; \text{ - реактивная мощность К.З.};$$

$\Delta P'_{к.з.} = \Delta P_{к.з.} + K_{эк} \cdot \Delta Q_{к.з.} \text{ кВт};$ - приведенные потери К.З., где $K_{эк} = 0,02-0,12$ (принимаем 0,06);

$$\Delta Q_{xx} = S_{н.т.} \cdot \frac{I_{xx} \%}{100} \text{ кВар}; \text{ - реактивная мощность холостого хода трансформатора};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{эк} \cdot \Delta Q_{xx} \text{ кВт}; \text{ - приведенные потери холостого хода трансформатора};$$

$$\Delta P'_m = \Delta P'_{xx} + K_{загр}^2 \cdot \Delta P'_{к.з.} \text{ кВт}; \text{ - приведенные потери мощности трансформатора};$$

$$K_{загр} = \frac{S_m}{n \cdot S_{н.т.}} \text{ - коэффициент загрузки трансформатора};$$

$K = n \cdot K_m$, где K – капитальные вложения, K_t – цена трансформатора, n – количество трансформаторов;

$$\Delta W = \Delta P'_m \cdot T_{г} \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \text{ , годовые потери электроэнергии};$$

$C_n = C_{эл.эн} \cdot \Delta W$ - стоимость потерь электроэнергии трансформатора, где $C_{эл.эн}$ - стоимость электроэнергии;

$C_a = K \cdot a$ - амортизационные отчисления, а – норма амортизации;

$C = C_a + C_n$ - годовые издержки эксплуатации трансформатора;

$Z = P_n \cdot K + C$ - приведенные годовые затраты, где $P_n = 0,15$.

Произведем технико-экономический расчет в двух вариантах:

Вариант 1:

Выберем трансформатор по наибольшей стандартной линейке мощности по условию $S_{м.ст} \geq S_{м.расч.} = 1000 \geq 944,86$ кВА; типа ТСЗ 1000/6-Б-УЗ, его технические характеристики:

$S_H = 1000$ кВА; $U_{ВН} = 6,3$ кВ; $U_{НН} = 0,4$ кВ; $\Delta P_{хх} = 2,2$ кВт; $\Delta P_{кз} = 10,8$ кВт; $U_{кз} = 6\%$; $I_{хх} = 0,9\%$;

Цена трансформатора 1 200 000 руб.

$$\Delta Q_{к.з.} = S_{н.м.} \cdot \frac{U_{к.з.}\%}{100} = 1000 \cdot \frac{6}{100} = 60 \text{ кВар};$$

$$\Delta P'_{к.з.} = \Delta P_{к.з.} + K_{ЭК} \cdot \Delta Q_{к.з.} = 10,8 + 0,06 \cdot 60 = 14,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{хх} = S_{н.м.} \cdot \frac{I_{хх}\%}{100} = 1000 \cdot \frac{0,9}{100} = 9 \text{ кВар};$$

$$\Delta P'_{хх} = \Delta P_{хх} + K_{ЭК} \cdot \Delta Q_{хх} = 2,2 + 0,06 \cdot 9 = 2,74 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_m = \Delta P'_{хх} + K_{загр}^2 \cdot \Delta P'_{к.з.} = 2,74 + 0,88 \cdot 14,4 = 15,41$$

$$\Delta W = \Delta P'_m \cdot T_{\Sigma} = 15,41 \cdot 8760 = 134991,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$C_a = K \cdot a = 1200000 \cdot 0,02 = 24000 \text{ руб./год};$$

$$C_n = C_{эл.эн} \cdot \Delta W = 2,12 \cdot 134991,6 = 286182,19 \text{ руб./год};$$

$$C = C_a + C_n = 9800 + 286182,19 = 295982,19 \text{ руб./год};$$

$$Z = P_n \cdot K + C = 0,15 \cdot 1200000 + 295982,19 = 475982,19 \text{ руб./год}.$$

Вариант 2:

Выберем один трансформатор по наибольшей стандартной линейке мощности по условию $S_{м.ст} \geq S_{м.расч.} = 1600 \geq 944,86$ кВА; типа ТСЗ 1600/6-Б-УЗ, его технические характеристики:

$S_H = 1600$ кВА; $U_{ВН} = 6,3$ кВ; $U_{НН} = 0,4$ кВ; $\Delta P_{хх} = 3,1$ кВт; $\Delta P_{кз} = 15,6$ кВт; $U_{кз} = 6\%$; $I_{хх} = 0,8\%$;

Цена трансформатора 1 450 000 руб.

$$\Delta Q_{к.з.} = S_{н.м.} \cdot \frac{U_{к.з.}\%}{100} = 1600 \cdot \frac{6}{100} = 96 \text{ кВар};$$

$$\Delta P'_{к.з.} = \Delta P_{к.з.} + K_{ЭК} \cdot \Delta Q_{к.з.} = 15,6 + 0,06 \cdot 96 = 21,36 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{xx} = S_{н.т.} \cdot \frac{I_{xx}\%}{100} = 1600 \cdot \frac{0,8}{100} = 12,8 \text{ кВар};$$

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{эк} \cdot \Delta Q_{xx} = 3,1 + 0,06 \cdot 12,8 = 3,86 \text{ кВт};$$

$$K_{загр} = \frac{S_m}{n \cdot S_{н.т.}} = \frac{944,9}{1600} = 0,59$$

$$\Delta P'_m = \Delta P'_{xx} + K_{загр}^2 \cdot \Delta P'_{к.з.} = 3,86 + 0,34 \cdot 21,36 = 11,12 \text{ кВт};$$

$$\Delta W = \Delta P'_m \cdot T_{\Sigma} = 11,12 \cdot 8760 = 97432,22 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$Ca = K \cdot a = 1450000 \cdot 0,02 = 29000 \text{ руб./год};$$

$$Cn = C_{эл.эн} \cdot \Delta W = 2,12 \cdot 97432,22 = 206556,3 \text{ руб./год};$$

$$C = Ca + Cn = 29000 + 206556,3 = 235556,3 \text{ руб./год};$$

$$З = P_n \cdot K + C = 0,15 \cdot 1450000 + 235556,3 = 453056,3 \text{ руб./год}.$$

Вывод: По проведенным технико-экономическим расчетам мы убедились, что наиболее целесообразно установить трансформатор мощностью 1600 кВА типа ТСЗ 1600/6-Б –УЗ.

2.3. Компенсация реактивной мощности

2.3.1. Определение мощности компенсирующих устройств

Возможное минимальное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_o = \frac{\sum P_p^n}{\beta_{\tau} \cdot S_{н.тр.}} \quad (2.11)$$

$$\beta_m = \frac{S_m}{n \cdot S_{мп}} = \frac{944,90}{1 \cdot 1600} = 0,59$$

где β_{τ} – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$\sum P_p^n$ – номинальная расчётная активная мощность в сетях до 1000 В, кВт.

$$N_o = \frac{755,9}{0,59 \cdot 1600} = 0,8$$

Полученное значение округляем до ближайшего большего целого значения $N = 1$ шт.

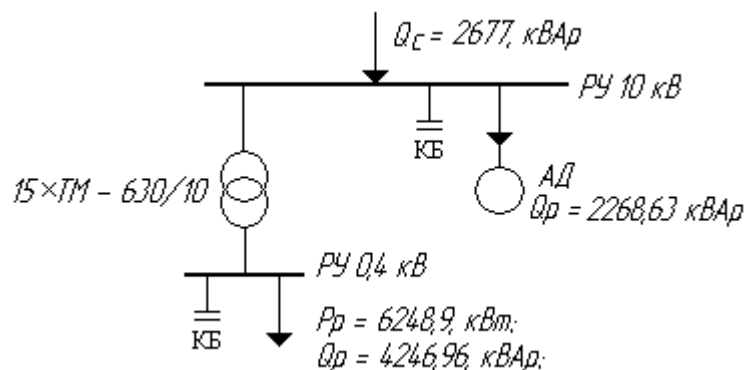


Рис.2.3.1. Расчётная схема для определения мощности компенсирующих устройств

- 1) Определяем реактивную мощность, которая может быть передана через трансформаторы:

$$Q_{\text{вн.тр.}} = \sqrt{(n_{\text{тр.}} \cdot \beta_{\text{тр.}} \cdot S_{\text{н.тр.}})^2 - P_{\text{р}}^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,59 \cdot 1600)^2 - 755,9^2} = 565,46 \text{ кВАр} \quad (2.12)$$

- 2) Определяем мощность компенсирующих устройств на стороне 6 кВ:

$$Q_{\text{КБ}}^{6\text{кВ}} = Q_{\text{вн.тр.}} - Q_{\text{с}} = 565,46 - 696,65 = -131,19 \text{ кВАр} \quad (2.13)$$

Используя справочную литературу [1, стр.400] принимаем комплектные конденсаторные установки марки УКРМ-6,3 (10,5)-150-50 (100р+50р) в количестве 1 шт. общей мощностью 150, кВАр.

- 3) Определяем мощность компенсирующих устройств – конденсаторных батарей:

$$Q_{\text{КБ1}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{вн.тр.}} = 2137,13 - 565,46 = 1571,67 \text{ кВАр} \quad (2.14)$$

Используя справочную литературу [1, стр.400] принимаем комплектные конденсаторные установки марки УКМ 58-0,4-200 -25 в количестве 8 шт. общей мощностью 1600 кВАр.

2.3.2. Определение затрат

- 1) Определяем затраты на установку КБ со стороны 6 кВ.

$$Z_{\text{кБК}} = E_{\text{н}} \cdot Z_{\text{убК}} \cdot \left(\frac{U_{\text{БК}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot Q_{\text{БК}} + C_{\text{о}} \cdot \Delta P_{\text{БК}} \cdot Q_{\text{БК}} \quad (2.15)$$

где $E_{\text{н}} = 0,223$ – нормативный коэффициент эффективности;

$Z_{\text{убК}}$ – стоимость конденсаторной батареи;

$U_{\text{БК}} = 1$ – отношение номинального напряжения конденсатора к номинальному напряжению сети;

U – относительная величина напряжения сети в пункте присоединения конденсаторных батарей;

$Q_{\text{БК}}$ – суммарная мощность батарей конденсаторов;

$\Delta P_{\text{БК}}$ – удельные потери активной мощности в конденсаторах на выработку реактивной мощности

$$3_{\text{БКІ}}^{6\text{кВ}} = 0,223 \cdot 4,9 \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^2 \cdot 150 + 85 \cdot 3,3 \cdot 10^{-3} \cdot 150 = 205,97 \text{ у.д.е.};$$

2) Определяем затраты на установку КБ в сети 0,4 кВ.

$$3_{\text{БКІІ}}^{0,4\text{кВ}} = 0,223 \cdot 6,2 \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^2 \cdot 1600 + 85 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 = 2893,6 \text{ у.д.е.};$$

3) Результирующие затраты.

$$3_{\text{кІ}} = 3_{\text{БКІ}}^{6\text{кВ}} + 3_{\text{БКІІ}}^{0,4\text{кВ}} = 205,97 + 2893,6 = 3099,57 \text{ у.д.е.}; \quad (2.20)$$

Из расчётов видно, установка комплектных конденсаторных установок марки УКРМ-6,3 (10,5)-150-50 в количестве 1 шт. общей мощностью 150 кВАр со стороны 6 кВ и комплектных конденсаторных установок марки УКМ 58-0,4-200-25 в количестве 8 шт. общей мощностью 1600 кВАр на стороне 0,4 кВ.

3. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

3.1 Выбор числа и мощности потребителей

Номинальная мощность трансформаторов определяется плотностью нагрузки и выбирается одинаковой для всей группы. Удельная плотность нагрузки определяется по следующей формуле:

$$\delta = \frac{S_p^H}{F_{\text{зав.}}} = \frac{944,9}{26880} = 0,035 \quad (3.1)$$

где $F_{\text{зав.}}$ – площадь предприятия, м².

В зависимости от полученной плотности нагрузки, наиболее предпочтителен вариант номинальной мощности трансформатора для потребителей 0,4 кВ, 1600 кВА типа ТСЗ-1600/6-Б –УЗ.

Возможное минимальное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_o = \frac{\sum P_p^H}{\beta_T \cdot S_{H.TP.}}$$

где β_T – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме (принимается 0,6 согласно [3, стр.41]).

$\sum P_p^H$ – номинальная расчётная активная мощность в сетях до 1000 В, кВт.

$$N_o = \frac{944,9}{0,59 \cdot 1600} = 1.$$

Полученное значение округляем до ближайшего большего целого значения $N = 1$ шт.

После выбора числа и мощности трансформаторов блоков распределяют активные нагрузки блоков между ними равномерно. Активная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор блока, может быть определена по формуле:

$$P_1 = \frac{\sum (P_p + P_{p.o})}{N} = \frac{\sum P_p^H}{N} = \frac{944,9}{1} = 944,9 \text{ кВт.} \quad (3.2)$$

Число трансформаторов N_i которое следует установить в том или ином блоке, определяется делением нагрузки блока $(P_p + P_{p.o})_i$ на P_1 :

$$N_i = \frac{(P_p + P_{p.o})_i}{P_1}. \quad (3.3)$$

Для систематизации расчёта представим полученное число трансформаторов, устанавливаемое на буровой установке в виде таблицы, представленной ниже.

Таблица 3.1. Число трансформаторов

№ блока на генплане БУ	Наименование блока	$P_p + P_{p.o}$, кВт	Количество Трансформаторов N, шт
1	2	3	4
электроприемники ,38 кВ			
1	Вышечно Лебедочный блок (ВЛБ)	105,7	0,11
2	Блок циркуляционной системы (ЦСГО)	358,85	0,38
3	Насосный блок	130,7	0,14
4	Компрессорный блок	63,8	0,06
5	КРУ - 6 кВ	11,68	0,01
6	Блок дополнительных емкостей	32,7	0,03
7	Паровая котельная	8,4	0,008
8	Жилой городок	143,8	0,15
электроприемники 0,69 кВ			
1	Вышечно Лебедочный блок (ВЛБ)	665,0	0,55
3	Насосный блок	665,0	0,59
1	СВП	360,0	0,64

Таблица 3.2. Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

№ п/п	Наименование пункта питания	Потребители электроэнергии	Месторасположение пунктов питания на генплане	Примечания
1	2	3	4	5
1.	ТП-1	блоки №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8.	блок №5	6/0,4 кВ ТСЗ-1600/6-Б-УЗ.
2.	ТП-2	блок №1, 3	блок №5	6/0,69 кВ ТСЗ-3200/6-Б-УЗ
3.	ТП-3	блок №1	блок №1	6/0,6 кВ ТСЗ-800/6-Б-УЗ СВП

4. РАСЧЕТ СЕТИ 6 КВ

4.1 Выбор сечений проводов и кабелей 6 кВ

Распределительная сеть выше 1000 В по территории завода выполняется кабельными линиями, проложенными в воздухе по кабельным эстакадам в лотках.

Сечение кабельных линий выбирается по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение определяется из выражения:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{i_{\text{эк}}} \quad (4.1)$$

где I_p – расчётный ток установки, А;

$i_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², согласно [2, стр.78].

Полученное значение округляется до ближайшего стандартного значения. Расчётный ток должен соответствовать условиям нормальной работы, при его определении не следует учитывать увеличение тока при аварийных ситуациях. Расчётным током линии для питания трансформаторов блоков, преобразователей, является их номинальный ток, независимо от фактической нагрузки.

Выбора кабеля для линии Л1 (КРУ1 – ТП –1):

$$\text{Определяем } I_p = \frac{n \cdot S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 153,96 \text{ А.} \quad (4.2)$$

$$\text{Определяем } I_{\text{п/ав}} = I_p = 153,96 \text{ А.} \quad (4.3)$$

Используя исходные данные и справочную литературу [1, стр.80], [2, стр.78] найдем величину $i_{\text{эк}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$.

$$\text{Рассчитаем экономически целесообразное сечение } F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{i_{\text{эк}}} = \frac{153,96}{1,4} = 109,97 \text{ мм}^2.$$

Округляем полученное значение до ближайшего стандартного значения 120 мм².

Используя справочную литературу [3, стр.89] выбираем кабель марки ПвПу (1×50), у которого $I_{\text{доп.}} = 290 \text{ А}$;

$$\text{Сделаем необходимые проверки } I_p \leq I_{\text{доп.}} \quad 153,96 < 290 \text{ А}; \quad (4.4)$$

$$I_{\text{п/ав}} \leq 1,3 I_{\text{доп.}} \quad 153,96 < 377 \text{ А.} \quad (4.5)$$

Проверим его по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_m \cdot L \cdot 100}{U_{\text{н}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) = \frac{1,73 \cdot 290 \cdot 0,02 \cdot 100}{6000} \cdot (0,36 \cdot 0,95 + 0,083 \cdot 0,31) = 0,05 \%;$$

Согласно ПУЭ ΔU допускается не более 5 %, следовательно, кабель выбран верно.

Выбора кабеля для линии Л2 (КРУ1 – ТП –2):

Определяем $I_p = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{3200}{\sqrt{3} \cdot 6} = 307,92 \text{ А.}$

Определяем $I_{п/ав} = I_p = 307,92 \text{ А.}$

Используя исходные данные и справочную литературу [1, стр.80], [2,стр.78] найдем величину $i_{эк} = 1,4, \text{ А/мм}^2$.

Рассчитаем экономически целесообразное сечение $F_{эк} = \frac{I_p}{i_{эк}} = \frac{307,92}{1,4} = 219,94 \text{ мм}^2$.

Округляем полученное значение до ближайшего стандартного значения 240 мм².

Используя справочную литературу [3, стр.89] выбираем кабель марки ПвПу (1×70), у которого $I_{доп.} = 360 \text{ А};$

Сделаем необходимые проверки $I_p \leq I_{доп.} \quad 307,92 < 360 \text{ А};$

$I_{п/ав} \leq 1,3I_{доп.} \quad 307,92 < 468 \text{ А.}$

Проверим его по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_m \cdot L \cdot 100}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) = \frac{1,73 \cdot 360 \cdot 0,02 \cdot 100}{6000} \cdot (0,256 \cdot 0,95 + 0,08 \cdot 0,31) = 0,05 \%;$$

Согласно ПУЭ ΔU допускается не более 5 %, следовательно, кабель выбран верно.

Выбора кабеля для линии Л3 (КРУ1 – ТП –3): 0,2

Определяем $I_p = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 6} = 76,98 \text{ А.}$

Определяем $I_{п/ав} = I_p = 76,98 \text{ А.}$

Используя исходные данные и справочную литературу [1, стр.80], [2,стр.78] найдем величину $i_{эк} = 1,4, \text{ А/мм}^2$.

Рассчитаем экономически целесообразное сечение $F_{эк} = \frac{I_p}{i_{эк}} = \frac{76,98}{1,4} = 54,99 \text{ мм}^2$.

Округляем полученное значение до ближайшего стандартного значения 70 мм².

Используя справочную литературу [3, стр.89] выбираем кабель марки ПвПу (1×50), у которого $I_{доп.} = 290 \text{ А};$

Сделаем необходимые проверки $I_p \leq I_{доп.} \quad 76,98 < 290 \text{ А};$

$I_{п/ав} \leq 1,3I_{доп.} \quad 76,98 < 377 \text{ А.}$

Проверим его по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_m \cdot L \cdot 100}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) = \frac{1,73 \cdot 290 \cdot 0,1 \cdot 100}{6000} \cdot (0,36 \cdot 0,95 + 0,083 \cdot 0,31) = 0,05 \%;$$

Согласно ПУЭ ΔU допускается не более 5 %, следовательно, кабель выбран верно.

Расчёты систематизируем в виде таблицы, представленной ниже.

Таблица 4.1 - Выбор сечений воздушной и кабельных линий сети 6 кВ

№ п/п	Номер кабельной линии	Назначение кабельной линии	Количество кабелей	Расчётная нагрузка на один кабель		Длина кабельной линии, км	Способ прокладки	Марка и сечение кабеля, выбранного по условию допустимого нагрева S , мм ²	Допустимая нагрузка на один кабель	
				в нормальном режиме I_p , А	в аварийном режиме $I_{\Sigma}/a\epsilon$, А				в нормальном режиме $I_{доп}$, А	в аварийном режиме $I_{доп}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12
1.	Л-1	КРУ1 -ТП -1	4	76,98	76,98	0,02	по кабельным эстакадам, на лотках	ПвПу (1 ×50)	290	377
2.	Л-2	КРУ1 -ТП -2	4	307,98	307,98	0,04	по кабельным эстакадам, на лотках	ПвПу (1 ×70)	360	468
3.	Л-3	КРУ1 - ТП -3	4	76,98	76,98	0,1	по кабельным эстакадам, на лотках	ПвПу (1×50)	290	377

4.2. Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Все электрические аппараты и токоведущие части электрических установок должны быть выбраны таким образом, чтобы исключалось их разрушение при прохождении по ним наибольших возможных токов КЗ, в связи с чем возникает необходимость расчёта этих величин.

Расчёт токов КЗ ведётся в относительных единицах. Для этого все расчётные данные приводят к базисному напряжению и базисной мощности.

Величина базисного напряжения $U_б$ превышает номинальное на 5%. За базисную мощность $S_б$ принимают любое число кратное 10.

Для расчёта токов КЗ составляется расчётная схема – упрощенная однолинейная схема электроустановки, в которой учитываются все источники питания (п/ст энергосистемы, генераторы ТЭЦ), трансформаторы, воздушные и кабельные линии.

По расчётной схеме составляется схема замещения, в которой указываются сопротивления всех элементов и намечаются точки для расчётов токов КЗ.

Базисные сопротивления в относительных единицах определяются по следующим формулам:

1. сопротивление воздушных и кабельных линий

$$r_{б*} = r_0 \cdot l \frac{S_б}{U_б^2}; \quad (4.6)$$

$$x_{б*} = x_0 \cdot l \frac{S_б}{U_б^2}; \quad (4.7)$$

где r_0 и x_0 – соответственно активное и индуктивное сопротивление линии на один км длины, Ом/км;

l – длина линии, км.

2. индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{б} = \frac{U_к}{100} \frac{S_б}{S_{н.тр}}, \quad (4.8)$$

где $U_к$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{н.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, мВА.

Для генераторов, трансформаторов, высоковольтных линий обычно учитываются только индуктивные сопротивления. При значительной протяжённости сети (кабельной и воздушной) учитываются также их активные сопротивления. Считается целесообразно учитывать активное сопротивление, если соотношение между суммарными активными r_Σ и реактивными x_Σ сопротивлениями до места КЗ следующие: $r_\Sigma > x_\Sigma / 3$.

Действующее значение установившегося тока КЗ:

$$I_к = \frac{I_б}{Z_{б*\Sigma}}, \quad (4.9)$$

$$\text{где } I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} - \text{базисный ток;} \quad (4.10)$$

$$Z_{6*\Sigma} = \sqrt{r_{6*\Sigma}^2 + x_{6*\Sigma}^2} - \quad (4.11)$$

полное сопротивление от источника питания до точки КЗ, выраженное в относительных единицах и приведенное к базисной мощности (если активное сопротивление не учитывается, то $Z_{6*\Sigma} = X_{6*\Sigma}$).

$$\text{Ударный ток КЗ } i_y = I_k \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд}, \quad (4.12)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент.

По величине I_k проверяют электрические аппараты и токоведущие части на термическую устойчивость. По величине i_y проверяются аппараты на динамическую устойчивость.

Для расчёта токов КЗ принимаем базисные величины:

Согласно [3, стр.44] используя стандартный ряд базисных напряжений, принимаем $U_{61} = 6,3 \text{ кВ}$, $U_{62} = 0,4 \text{ кВ}$

За базисную мощность, согласно [3, стр.44] принимаем $S_6 = 10 \text{ мВА}$.

Принимаем, что мощность источника электроэнергии (энергосистемы) $S_c = \infty$ и соответственно индуктивное сопротивление $x_c = 0$.

Расчёт токов КЗ будем проводить для системы электроснабжения, для которой составляем расчётную схему и схему замещения, представленные ниже.

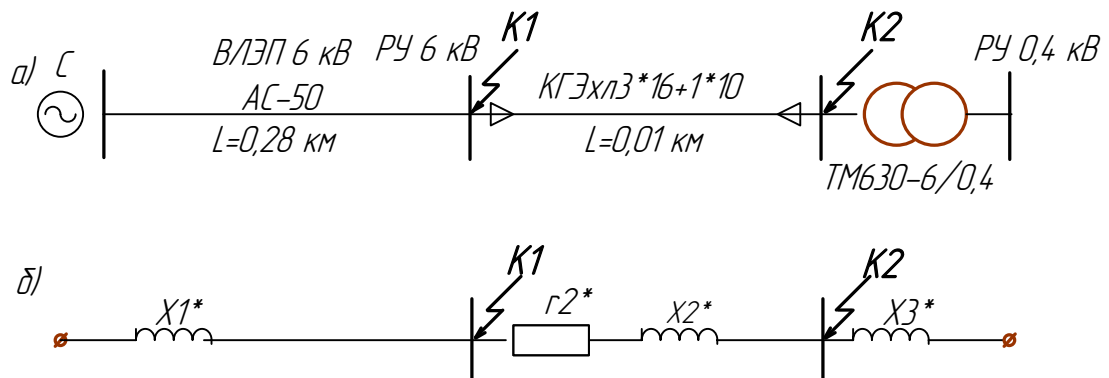


Рис.4.1. Расчётная схема (а) и схема замещения (б) системы электроснабжения

Расчёт токов для точки К1:

Для ВЛЭП принимаем удельное индуктивное сопротивление $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$, согласно [5, стр.130].

$$x1^* = x_0 \cdot l \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,4 \cdot 0,25 \cdot \frac{10}{6,3^2} = 2,52 \text{ ,о.е};$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta 1}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,91 \text{ кА};$$

$$I_{K1} = 0,36 \text{ кА}$$

$$i_{y1} = 0,91 \text{ кА}$$

$$I_{K1} = \frac{I_{\delta}}{x_1^*} = \frac{0,91}{2,52} = 0,36 \text{ кА};$$

Согласно [3, стр.45] принимаем $K_{уд1} = 1,8$;

$$i_{y1} = I_{K1} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд1} = 0,36 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 0,91 \text{ кА}.$$

Расчёт токов для точки К2:

Напряжение короткого замыкания для выбранного трансформатора 6/0,4 кВ ТСЗ-1600/6-Б-УЗ принимаем равным $U_k = 6\%$, согласно [1, стр.219].

$$x_{2*} = x_{тр*} = \frac{U_k}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{10}{1,6} = 0,375 \text{ о.е};$$

$$I_{K2} = 38,53 \text{ кА}$$

$$i_{y2} = 98,08 \text{ кА}$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta 2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 14,45 \text{ кА};$$

Находим сопротивления схемы замещения (сопротивлением шинпровода можно пренебречь из-за его малости, также активные сопротивления кабелей учитывать не будем т.к. их длина мала)

$$x \cdot \Sigma K1 = x_{2*} = 0,375 \text{ о.е};$$

$$I_{K2} = \frac{I_{\delta}}{x \cdot \Sigma K1} = \frac{14,45}{0,375} = 38,53 \text{ кА};$$

Согласно [3, стр.45] принимаем $K_{уд1} = 1,8$;

$$i_{y2} = I_{K2} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд1} = 38,53 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 98,08 \text{ кА}.$$

Расчёт токов для точки К3:

Ток короткого замыкания для точки К3 искать не будем т.к. точки короткого замыкания К3 и К1 отделяет небольшой шинпровод сопротивление которого очень мало (см. расчеты выше). Значит токи короткого замыкания К1 и К3 совпадают.

Расчёт токов для точки К4:

Напряжение короткого замыкания для выбранного трансформатора принимаем равным $U_k = 6\%$, согласно [1, стр.219].

$$x_{4*} = x_{тр*} = \frac{U_k}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{10}{0,8} = 0,75 \text{ о.е};$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{62}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,6} = 9,62 \text{ кА};$$

Находим сопротивления схемы замещения (сопротивлением шинпровода можно пренебречь из-за его малости, также активные сопротивления кабелей учитывать не будем т.к. их длина мала)

$$x \cdot \Sigma K_1 = x_{4*} = 0,187 \text{ о.е.};$$

$$I_{K4} = \frac{I_6}{x \cdot \Sigma K_1} = \frac{9,62}{0,75} = 12,82 \text{ кА};$$

$$I_{K4} = 12,82 \text{ кА}$$

$$i_{y4} = 32,63 \text{ кА}$$

Согласно [3, стр.45] принимаем $K_{уд1} = 1,8$;

$$i_{y4} = I_{K3} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд1} = 12,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 32,63 \text{ кА}.$$

4. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Электроснабжение буровой установки осуществляется от линии электропередач (ЛЭП) напряжением 6,3 кВ. Для распределения электроэнергии напряжением 6,3 кВ применено два высоковольтных распределительных устройства - комплектное распределительное устройство КРУ2, состоящее из двух ячеек (шкафов) и распределительное устройство КРУ1, состоящее из пяти шкафов. Распределительное устройство КРУ2 расположено на территории буровой установки стационарно. КРУ1 расположено в эшелоне и передвигается вместе с эшелонном при передвижке буровой установки.

Напряжение 6,3 кВ от ЛЭП по воздушной линии электропередачи подводится к КРУ2 и далее при включении в КРУ2 высоковольтного вакуумного выключателя Q1 напряжение передается на общие шины КРУ1.

Назначение шкафов (ячеек) КРУ1:

В **ячейке №1** с предохранителем установлен трансформатор ТР мощностью 10...40 кВА, 6000/400 В. Трансформатор ТР предназначен для питания оперативных цепей и собственных нужд распределительного устройства КРУ1. На трансформатор ТР подается питание при включении в КРУ2 выключателя Q1- ВВ/TEL-10-12,5/630-У2.

Ячейка №2 с вакуумным выключателем Q1- ВВ/TEL-10- 12,5/630-У2 служат для питания и защиты сухого трансформатора Т1, 1600 кВА, 6000/400 В, Д/У-н. Трансформатор Т1 расположен в контейнере КТУ1. От вторичной обмотки трансформатора Т1 напряжение 230/400В подается через автоматический выключатель (QF1 на ток 2500 А) на общие шины низковольтного распределительного устройства в КТУ1. От низковольтного распределительного устройства КТУ1 получают питание все потребители электрической энергии напряжением 230/400 В. На общие шины 230/400 В КТУ1 через автоматический выключатель (QF2 на ток 630 А) подключена также аварийная дизельная станция (ДЭС) мощностью 315 кВт.

Ячейка №3 с вакуумным выключателем Q2- ВВ/TEL-10- 12,5/630-У2 служит для питания и защиты преобразовательного сухого трансформатора Т2 с расщепленной обмоткой, 3200 кВА, 6000/690-690 В, У/Д-У (11-0). Трансформатор Т2 расположен в модуле КРУ1. От вторичных обмоток преобразовательного трансформатора Т2 напряжение 690 В подается на входы 12 импульсного диодного выпрямителя (общего блока питания). Блок питания включен на общие шины постоянного тока, от которых получают питание приводные блоки (инверторы) всех главных приводов.

Ячейка №4 с вакуумным выключателем Q3 служит для питания и защиты сухого трансформатора Т3, 800 кВА, 6000/600 В, от которого получает питание электрооборудование силового верхнего привода (СВП). Трансформатор Т3 расположен в ВЛБ возле кабины (контейнера СВП).

Ячейка №5 с измерительным трансформатором напряжения ТН

Выбор оборудования Шкафа №1:

Разъединитель РВЗ-10 (Ячейки №1 - №5) – электрический аппарат с видимым местом разъединения электрической цепи в воздухе, предназначен (совместно с соответствующим приводом):

- для отключения и включения при отсутствии тока нагрузки (в данном случае), или для изменения схемы соединения;

- для безопасного производства работ на отключенном участке;

- для включения и отключения зарядных токов воздушных и кабельных линий, тока холостого хода трансформаторов и токов небольших нагрузок.

РВЗ-10 – трехполюсной, U_n – 6-10 кВ, I_n до 1000 А,

устойчивость при сквозных токах короткого замыкания:

- амплитуда предельного сквозного тока при $I_n=400\text{А}$ – 41 кА, при $I_n=630\text{А}$ – 52 кА, при $I_n=1000\text{А}$ – 81 кА;

- предельный ток термической устойчивости при $I_n=400\text{А}$ – 16 кА, при $I_n=630\text{А}$ – 20 кА, при $I_n=1000\text{А}$ – 31,5 кА;

Предохранитель ПКТ6/80 – плавкий предохранитель высокого напряжения ($U_n=6$ кВ) наружной установки, используется для защиты элементов установки от токов короткого замыкания и токов перегрузки, выбирается по номинальному напряжению и току плавкой вставки и патрона, $I_{п.вст.}=80\text{А}>I_p=60,7\text{А}$;

Трансформатор тока ТПОЛ-10-75/5 - принимаем для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления ячейки №1.

Номинальный первичный ток = 75А

(наибольший рабочий первичный ток = 80А) $>I_p=60,7\text{А}$;

Номинальный вторичный ток = 5А;

Номинальная частота переменного тока = 50Гц;

Трансформатор напряжения НАМИ-10-95 – предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50Гц с номинальным напряжением 6 кВ с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам защиты, сигнализации, автоматики и управления, а также контроля изоляции.

Номинальное напряжение обмоток:

-первичной – 10 (6) кВ;

- вторичной – 0,1 кВ;

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение первичной обмотки 12 (7,2) кВ;

Номинальная мощность основной вторичной обмотки при измерении фазных напряжений в классе точности 3,0 – 30 В*А;

Предельная мощность обмоток:

- первичной – 1000 ВА;

- вторичной – 900 ВА;

Напряжение короткого замыкания между первичной и вторичной обмоткой – 0,9%

Выбор оборудования Шкафа №2:

Вакуумный выключатель ВВТЭ-10-20/630 – предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в КРУ на номинальное напряжение 6-10 кВ (выключатель вакуумный трехфазный, электромагнитный привод).

Номинальное напряжение 10 кВ;

Наибольшее рабочее напряжение 12 кВ;

Номинальный ток отключения 20 кА;

Номинальный ток 630 А;

Ток включения 20 кА;

Ток термической стойкости в течение 3 сек. 20 кА;

Ток электродинамической стойкости 51 кА;

Собственное время включения не более 0,1 сек.;

Полное время отключения не более 0,35-0,04 сек.;

Собственное время отключения не более 0,18-0,02 сек.;

Трансформатор тока ТПОЛ-10-300/5 - принимаем для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления ячейки №2.

Номинальный первичный ток = 300А (наибольший рабочий первичный ток = 300А)
>I_p=228А;

Номинальный вторичный ток = 5А;

Номинальная частота переменного тока = 50Гц;

Выбор оборудования Шкафа №3 и №4:

Вакуумный контактор КВТ-10-4-400 – предназначен для коммутационных операций электроприемников на номинальные напряжения 6-10 кВ трехфазного переменного тока (электродвигателей буровых насосов №1 и №2).

Номинальное напряжение 10 кВ;

Наибольшее рабочее напряжение 12 кВ;

Номинальный ток 400 А;

Номинальный ток отключения 4 кА;

Полное время отключения не более 0,1 сек.;

Время дребезга контактов каждого полюса при включении не более 0,003 сек.;

Разновременность работы трех полюсов при включении не более 0,0032 сек.;

Разновременность работы трех полюсов при отключении не более 0,0015 сек.;

Средняя скорость подвижного контакта полюса при включении на последних 2 мм перед смыканием контактов 0,4-0,8 м/сек.

Средняя скорость подвижного контакта полюса при отключении, на первых 4 мм от замкнутого положения 0,4-1,0 м/сек.;

Собственное время включения не более 0,15 сек.;

Собственное время отключения не более 0,6 сек.

Трансформатор тока ТПОЛ-10-100/5 - принимаем для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления ячеек №3 и №4.

Номинальный первичный ток = 100А (наибольший рабочий первичный ток = 100А) > $I_p=80A$;

Номинальный вторичный ток = 5А;

Номинальная частота переменного тока = 50Гц;

Выбор оборудования Шкафа №5:

Вакуумный контактор КВТ-10-4-400 – предназначен для коммутационных операций электроприемников на номинальные напряжения 6-10 кВ трехфазного переменного тока (электродвигателя буровой лебедки), собран по схеме реверсивного запуска электродвигателя.

Трансформатор тока ТПОЛ-10-75/5 - принимаем для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления ячейки №5.

Номинальный первичный ток = 75А (наибольший рабочий первичный ток = 80А) $80 > I_p=68A$;

Номинальный вторичный ток = 5А;

Номинальная частота переменного тока = 50Гц;

Шины выполнены из алюминиевого сплава марки АД31Т ГОСТ-15176-89, номинальный ток сборных шин 630 А

5. РАСЧЁТ СЕТИ 0,4 КВ

5.1 Расчёт и выбор низковольтной сети и аппаратов защиты

Электроснабжение сети 0,4 кВ выполняется в следующей последовательности:

Электроприемники буровой установки распределяются по пунктам питания путем подключения группы электроприемников к соответствующему распределительному шкафу ШР, учитывая конструктивное исполнение и схему расположения технологического оборудования буровой установки, выбирается схема и способ прокладки питающей сети буровой установки (от ячейки №1 КРУНБ-6 до ШР-1). Принятая схема должна обеспечивать требуемую надёжность питания приёмников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность сети в отношении присоединения новых приёмников. Выбор способа прокладки питающей сети производится с учётом характера окружающей среды и возможных условий места прокладки. Кабельные линии по буровой установке выбираем марки КГхл в связи с тем, что буровая установка может находиться на кустовой площадке и бурение скважин, как правило, продолжается от двух до 18 месяцев в зависимости от количества строящихся на площадке скважин, а медный кабель типа КГ с резиновой изоляцией в резиновой оболочке позволяет проводить монтаж и демонтаж кабельных линий без замены кабеля практически неограниченное количество, а буровая установка после бурения скважин на одной площадке полностью демонтируется и перевозится на другую площадку, на которой снова проводится монтаж буровой, в т.ч. и электрического оборудования и кабельных линий.

Производится выбор сечений питающей сети по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева;

Производится выбор силовой распределительной сети буровой установки;

Производится расчёт токов короткого замыкания для участка сети буровой установки от ШР до наиболее мощного электроприёмника. Полученные данные наносятся на карту селективности действия аппаратов защиты.

Для участка сети буровой установки (от вводного автомата в ячейке №1 КРУНБ до самого мощного электроприёмника) строится карта селективности действия аппаратов защиты.

Условия выбора кабельных линий по условию нагрева:

$$I_{д.д.} \geq I_{расч.}$$

От автоматического выключателя ячейки №1 КРУНБ до ШР-1 выбираем три кабеля марки КГхл 3*150+1*95 мм², т.к. $I_{д.д.} 305*3=915 \text{ А} > I_{расч.}=856 \text{ А}$ по условию нагрева;

От ШР-1 до ШР-2 выбираем кабель марки КГхл 3*70+1*35 мм²,
где $I_{д.д.}=180 \text{ А} > I_{расч.}=149 \text{ А}$ по условию нагрева;

От ШР-1 до ШР-3 выбираем кабель марки КГхл 3*185+1*120 мм²,
где $I_{д.д.}=350 \text{ А} > I_{расч.}=320 \text{ А}$ по условию нагрева;

От ШР-3 до ШР-4 выбираем кабель марки КГхл 3*70+1*35 мм²,
где $I_{д.д.}=180 \text{ А} > I_{расч.}=169 \text{ А}$ по условию нагрева;

От ШР-1 до ШР-5 выбираем кабель марки КГхл 3*185+1*120 мм²,
где $I_{д.д.}=350 \text{ А} > I_{расч.}=317 \text{ А}$ по условию нагрева;

От ШР-5 до ШР-6 выбираем кабель марки КГхл 3*1,5+1*1,5 мм²,
где $I_{д.д.}=19 \text{ А} > I_{расч.}=10 \text{ А}$ по условию нагрева;

Примеры расчетов:

Для электродвигателя с $P_H=55$ кВт;

$$I_p = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{55}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,85} = 122,2 \text{ А};$$

Выбираем кабель марки КГхл 3*50+1*35 мм²,

где $I_{д.д.} = 145 \text{ А} > I_{расч.} = 122,2 \text{ А}$ по условию нагрева;

Для электродвигателя с $P_H=1,93$ кВт;

$$I_p = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{5}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 10,57 \text{ А};$$

Выбираем кабель марки КГхл 3*1,5+1*1,5 мм²,

где $I_{д.д.} = 19 \text{ А} > I_{расч.} = 10,57 \text{ А}$ по условию нагрева;

Для электродвигателя с $P_H=30$ кВт

$$I_p = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{30}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,85} = 66,7 \text{ А};$$

Выбираем кабель марки КГхл 3*16+1*6 мм²,

где $I_{д.д.} = 75 \text{ А} > I_{расч.} = 66,7 \text{ А}$ по условию нагрева;

Аналогичным образом производим выбор кабельных линий от остальных ШР до отдельных ЭП.

Условия выбора автоматических выключателей:

1. $I_{н.расц} \geq I_{дл} = I_{ном}$
2. $I_{кз} \geq 1,25 I_{кр} = 1,25 \cdot I_{пуск.}$

где $I_{н.расц.}$ – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А;

$I_{кз}$ – номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ.

В ячейку №1 КРУНБ на отходящую линию от трансформатора 6/0,4 кВ до ШР-1 выбор автоматического выключателя производим по номинальной мощности трансформатора, где

$$I_{ном} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910,41 \text{ А};$$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА55-41, $I_n=1000 \text{ А}$,

где $I_{н.расц.}=1000 \text{ А} > I_p = 910,41 \text{ А}$; уставка срабатывания расцепителя $1,25 I_n$, $I_{кз}=7 I_n$, предельный ток отключения 135 кА;

Вводной автоматический выключатель в ШР-1 выбираем типа ВА55-41, $I_n=1000 \text{ А}$, где $I_{н.расц.}=1000 \text{ А} > I_p = 856 \text{ А}$; уставка срабатывания расцепителя $1,25 I_n$, $I_{кз}=7 I_n$, предельный ток отключения 135 кА

Вводной автоматический выключатель в ШР-2 выбираем типа ВА51-35, $I_n=160 \text{ А}$, где $I_{н.расц.}=160 \text{ А} > I_p = 149 \text{ А}$; уставка срабатывания расцепителя $1,25 I_n$, $I_{кз}=7 I_n$, предельный ток отключения 1,5-12 кА

Вводной автоматический выключатель в ШР-3 выбираем типа ВА52-39, $I_n=320$ А, где $I_{н.расц.}=320$ А = $I_p = 320$ А;

$I_{кз}=10I_n$, предельный ток отключения 40 кА;

Вводной автоматический выключатель в ШР-4 выбираем типа ВА51-35, $I_n=250$ А, где $I_{н.расц.}=200$ А > $I_p = 169$ А;

$I_{кз}=10I_n$, предельный ток отключения 25-35 кА

Вводной автоматический выключатель в ШР-5 выбираем типа ВА52-39, $I_n=320$ А, где $I_{н.расц.}=320$ А > $I_p = 317$ А;

$I_{кз}=10I_n$, предельный ток отключения 40 кА;

Вводной автоматический выключатель в ШР-6 выбираем типа ВА19-29, $I_n=10$ А, где $I_{н.расц.}=10$ А > $I_p = 9$ А;

$I_{кз}=2-10I_n$, предельный ток отключения 1,2-6 кА;

Выбор автоматических выключателей от ШР-2 до отдельных ЭП:

Для электродвигателя с $P_n=55$ кВт;

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{55}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,85} = 122,2 \text{ А};$$

выбираем автоматический выключатель типа ВА51-33, $I_n=160$ А,

где $I_{н.расц.}=125$ А > $I_p = 122,2$ А;

$I_{кз}=10I_n$, предельный ток отключения 10-12 кА;

Для электродвигателя с $P_n=5$ кВт;

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{5}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 10,57 \text{ А};$$

выбираем автоматический выключатель типа ВА19-29, $I_n=16$ А,

где $I_{н.расц.}=16$ А > $I_p = 10,57$ А;

$I_{кз}=12I_n$, предельный ток отключения 10-12 кА

Для электродвигателя с $P_n=30$ кВт

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{30}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,85} = 66,7 \text{ А}$$

выбираем автоматический выключатель типа ВА51-31, $I_n=100$ А,

где $I_{н.расц.}=80$ А > $I_p = 66,7$ А;

$I_{кз}=14I_n$, предельный ток отключения 1,5-12 кА;

Для электродвигателя с $P_n=15$ кВт;

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{15}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,85} = 33,3 \text{ А};$$

выбираем автоматический выключатель типа ВА22-27, $I_n=40$ А,

где $I_{н.расц.}=40$ А > $I_p = 33,3$ А;

$I_{кз}=6,3-10I_n$, предельный ток отключения 1 кА;

Аналогичным образом производим выбор автоматических выключателей от остальных ШР до отдельных ЭП.

Условия выбора кабельных линий по условию согласования выбранного сечения проводника к аппарату защиты:

$$I_{\partial} \geq \frac{I_z \cdot K_z}{K_{\text{прокл}}},$$

где K_z – коэффициент защиты или кратность защиты, т.е. отношение длительно допустимого тока для провода или кабеля к номинальному току или току уставки срабатывания защитного аппарата при перегрузке или КЗ.

K_z принимаем равным 1, I_z – номинальный ток или ток уставки срабатывания защитного аппарата, $K_{\text{прокл}}$ – поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей (принимаем $K_{\text{прокл}}=1$ для нормальных условий: на открытом воздухе, один кабель, $K_{\text{прокл}}=0,8$ для прокладки 4-х кабелей с расстоянием не более 10 мм между ними)

От автоматического выключателя ячейки №1 КРУНБ до ШР-1:

$$915 \leq \frac{1000 \cdot 1}{0,8} = 1250 \text{ А};$$

не удовлетворяет условию совместимости, тогда выбираем четыре кабеля марки КГхл 3*185+1*120 мм², т.к. $I_{\text{д.д.}} 350 \cdot 4 = 1400 \text{ А}$, тогда

$$1400 \geq \frac{1000 \cdot 1}{0,8} = 1250 \text{ А};$$

следовательно, кабельная линия выбрана правильно;

От ШР-1 до ШР-2:

$$180 \geq \frac{160 \cdot 1}{1} = 160 \text{ А};$$

выбираем кабель марки КГхл 3*70+1*35 мм², где $I_{\text{д.д.}} = 180 \text{ А}$, кабель выбран правильно;

От ШР-1 до ШР-3:

$$320 = \frac{320 \cdot 1}{1} = 320 \text{ А};$$

Выбираем кабель марки КГхл 3*185+1*120 мм², где $I_{\text{д.д.}} = 320 \text{ А}$, кабель выбран правильно;

От ШР-3 до ШР-4:

$$180 \leq \frac{200 \cdot 1}{1} = 200 \text{ А};$$

не удовлетворяет условию совместимости, тогда выбираем кабель марки КГхл 3*95+1*50 мм², где $I_{\text{д.д.}} = 220 \text{ А}$, тогда

$$220 \geq \frac{200 \cdot 1}{1} = 200 \text{ А};$$

следовательно, кабельная линия выбрана правильно;

Аналогичным образом производим выбор кабельных линий от остальных ШР до отдельных ЭП.

Выбираем тип ШР для распределения электрической нагрузки по буровой установке по справочной литературе.

Таблица 5.1 – Выбор распределительных шкафов

№ п/п	Тип ШР	И _н , А	И _р , А
ШР-1	Ш9113М1	1000	856
ШР-2	Ш9112-4874ХЛ2	160	149
ШР-3	Ш5102-4874ХЛ2	320	320
ШР-4	Ш5102-4874ХЛ2	200	169
ШР-5	ПР24-7213	320	317
ШР-6	ПР11-3012	10	9

5.2 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В

Этот расчет в сравнении с расчетом токов К.З. в сетях напряжением выше 1000 В обладает следующими особенностями:

1. Напряжение на шинах КРУНБ считается неизменным при К.З. в сети до 1000В.
2. При расчете токов К.З. учитываем активные и индуктивные сопротивления до точки К.З. всех элементов сети;
3. Расчет ведем в именованных единицах, напряжение принимаем на 5% выше номинального напряжения сети (при $U_{\text{сети}} = 0,38 \text{ кВ}$ принимаем $U = 1,05U_{\text{сети}} = 0,4 \text{ кВ}$);
4. Ток К.З. определяется по следующей формуле:

$$I_n = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}};$$

где Z_{Σ} , мОм – сопротивление до точки К.З., $U_n = 400 \text{ В}$.

Расчет токов К.З. производим от участка питающей сети 0,4 кВ до ЭП № 5.

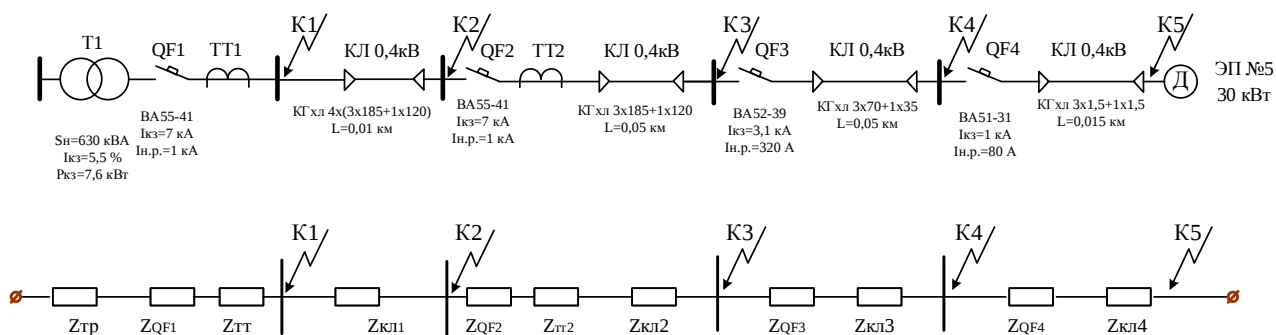


Рисунок 7.1 - Расчетная схема и схема замещения

Определяем полное суммарное сопротивление до точки К.З. К1:

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора:

$$R_{TP} = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{S_H^2} = \frac{7,6 \cdot (400)^2}{630^2} = 3,06 \text{ мОм};$$

$$X_{TP} = \frac{U_{P\%}}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} = \frac{5,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 630} = 13,97 \text{ мОм};$$

Для автоматического выключателя QF1 ВА55-41 принимаем следующие величины:

$R_{кат}=0,1$ мОм – активное сопротивление токовой катушки выключателя;

$X_{кат}=0,09$ мОм – реактивное сопротивление токовой катушки выключателя;

$R_{пер}=0,25$ – переходное сопротивление контактов.

Для трансформаторов тока при коэффициенте трансформации $K_t \geq 1000/5$ сопротивление первичных обмоток не учитывается;

$$R_{K1} = R_{тр} + R_{кат} + R_{пер} = 3,06 + 0,1 + 0,25 = 3,41 \text{ мОм};$$

$$X_{K1} = X_{тр} + X_{кат} = 13,97 + 0,09 = 14,06 \text{ мОм};$$

$$Z_{K1} = \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2} = \sqrt{3,41^2 + 14,06^2} = 14,47 \text{ мОм};$$

Установившийся ток К.З. в **точке К1**:

$$I_{K1} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,47} = 16 \text{ кА};$$

Ударный ток К.З. определяем по формуле:

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 16 = 29,4 \text{ кА}.$$

Точка К2:

Для четырех кабелей КГхл 3*185+1*120 мм² рассчитаем активное и реактивное сопротивление:

$$R_{KL1} = 4 \cdot R_0 \cdot L = 4 \cdot 0,11 \cdot 0,01 = 0,004 \text{ мОм};$$

$$X_{KL1} = 4 \cdot X_0 \cdot L = 4 \cdot 0,06 \cdot 0,01 = 0,002 \text{ мОм};$$

$$R_{K2} = R_{K1} + R_{KL1} = 3,41 + 0,004 = 3,414 \text{ мОм};$$

$$X_{K2} = X_{K1} + X_{KL1} = 14,06 + 0,002 = 14,06 \text{ мОм};$$

$$Z_{K2} = \sqrt{R_{K2}^2 + X_{K2}^2} = \sqrt{3,414^2 + 14,06^2} = \sqrt{11,66 + 197,68} = 14,47 \text{ мОм};$$

Установившийся ток К.З. в **точке К2**:

$$I_{K2} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,47} = 16 \text{ кА};$$

Ударный ток К.З. определяем по формуле:

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 16 = 29,4 \text{ кА};$$

Проверка на термическую стойкость:

Для ВА55-41 установка срабатывания в зоне КЗ $t_{отк}=0,04$ с.

$$F_{\min} = \frac{I_{\kappa 3} \cdot \sqrt{t_{\text{отк}}}}{C_{\text{ст}}} = \frac{29,4 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,04}}{141} = 41,7 \text{ мм}^2;$$

где с-коэффициент, соответствующий разности выделенной теплоты в проводнике после и до КЗ.

Принятая кабельная линия 4КГхл 3*185+1*120 мм² подходит по термической стойкости.

Точка К3:

Для автоматического выключателя QF2 ВА55-41 принимаем параметры, аналогичные выключателю QF1.

Для кабеля КГхл 3*185+1*120 мм² рассчитаем активное и реактивное сопротивление:

$$R_{\text{кл}2} = R_0 \cdot L = 0,11 \cdot 0,05 = 0,0055 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{кл}2} = X_0 \cdot L = 0,06 \cdot 0,05 = 0,003 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{К}3} = R_{\text{к}2} + R_{\text{кат}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{кл}2} = 3,414 + 0,1 + 0,25 + 0,0055 = 3,765 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{К}3} = X_{\text{к}2} + X_{\text{кат}} + X_{\text{кл}2} = 14,06 + 0,09 + 0,0035 = 14,15 \text{ мОм};$$

$$Z_{\text{К}3} = \sqrt{R_{\text{К}3}^2 + X_{\text{К}3}^2} = \sqrt{3,765^2 + 14,15^2} = \sqrt{14,18 + 200,2} = 14,7 \text{ мОм};$$

Установившийся ток К.З. в точке К3:

$$I_{\text{К}3} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{К}3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,7} = 15,7 \text{ кА};$$

Ударный ток К.З. определяем по формуле:

$$i_{\text{уК}3} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{К}3} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 15,7 = 29 \text{ кА};$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\min} = \frac{I_{\kappa 3} \cdot \sqrt{t_{\text{отк}}}}{C_{\text{ст}}} = \frac{29 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,04}}{141} = 41,1 \text{ мм}^2;$$

Принятый кабель КГхл 3*185+1*120 мм² подходит по термической стойкости.

Точка К4:

Для автоматического выключателя QF3 ВА51-52 принимаем следующие величины:

$R_{\text{кат}}=0,15$ мОм – активное сопротивление токовой катушки выключателя;

$X_{\text{кат}}=0,1$ мОм – реактивное сопротивление токовой катушки выключателя;

$R_{\text{пер}}=0,4$ – переходное сопротивление контактов.

Для кабеля КГхл 3*70+1*35 мм² рассчитаем активное и реактивное сопротивление:

$$R_{\text{кл}3} = R_0 \cdot L = 0,29 \cdot 0,005 = 0,0015 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{кл}2} = X_0 \cdot L = 0,06 \cdot 0,005 = 0,0003 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{К}4} = R_{\text{к}3} + R_{\text{кат}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{кл}3} = 3,775 + 0,15 + 0,4 + 0,0015 = 4,33 \text{ мОм};$$

$$X_{K4} = X_{K3} + X_{кат} + X_{кл3} = 14,164 + 0,1 + 0,0003 = 14,26 \text{ мОм};$$

$$Z_{K4} = \sqrt{R_{K4}^2 + X_{K4}^2} = \sqrt{4,33^2 + 14,26^2} = \sqrt{18,75 + 203,35} = 14,9 \text{ мОм};$$

Установившийся ток К.З. в точке К4:

$$I_{K2} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,9} = 15,52 \text{ кА};$$

Ударный ток К.З. определяем по формуле:

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 15,52 = 28,5 \text{ кА};$$

Проверка на термическую стойкость:

Для ВА51-52 уставка срабатывания в зоне КЗ $t_{отк}=0,01$ с.

$$F_{\min} = \frac{I_{K2} \cdot \sqrt{t_{отк}}}{C_{cm}} = \frac{28,5 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,04}}{141} = 20,2 \text{ мм}^2;$$

Принятый кабель КГхл 3*70+1*35 мм² подходит по термической стойкости.

Точка К5:

Для автоматического выключателя QF4 ВА51-31 принимаем следующие величины:

$R_{кат}=0,3$ мОм – активное сопротивление токовой катушки выключателя;

$X_{кат}=0,85$ мОм – реактивное сопротивление токовой катушки выключателя;

$R_{пер}=0,75$ – переходное сопротивление контактов.

Для кабеля КГхл 3*25+1*10 мм². рассчитаем активное и реактивное сопротивление:

$$R_{кл4} = R_0 \cdot L = 0,8 \cdot 0,015 = 0,012 \text{ мОм};$$

$$X_{кл4} = X_0 \cdot L = 0,07 \cdot 0,015 = 0,001 \text{ мОм};$$

$$R_{K5} = R_{K4} + R_{кат} + R_{пер} + R_{кл4} = 4,33 + 1,3 + 0,75 + 0,012 = 6,39 \text{ мОм};$$

$$X_{K5} = X_{K4} + X_{кат} + X_{кл4} = 14,26 + 0,85 + 0,001 = 15,1 \text{ мОм};$$

$$Z_{K5} = \sqrt{R_{K5}^2 + X_{K5}^2} = \sqrt{6,39^2 + 15,1^2} = \sqrt{40,8 + 228} = 16,4 \text{ мОм};$$

Установившийся ток К.З. в точке К5:

$$I_{K2} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,4} = 14,1 \text{ кА};$$

Ударный ток К.З. определяем по формуле:

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 14,1 = 25,9 \text{ кА};$$

Проверка на термическую стойкость:

Для ВА51-31 уставка срабатывания в зоне КЗ $t_{отк}=0,01$ с.

$$F_{\min} = \frac{I_{K2} \cdot \sqrt{t_{отк}}}{C_{cm}} = \frac{25,9 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,04}}{141} = 18,4 \text{ мм}^2;$$

Принятый кабель КГхл 3*25+1*10 мм² подходит по термической стойкости.

5.3 Проверка сети 0,4 кВ по условиям срабатывания защиты при однофазных коротких замыканиях

Срабатывание защитных аппаратов, применяемых для защиты сетей 0,4 кВ происходит только при значительных токах в цепи замыкания, поэтому необходимо обеспечить для тока в режиме замыкания на корпус путь достаточно высокой проводимости. Добиваются этого устройством металлической связи между корпусами оборудования и нейтралью трансформатора, которая превращает замыкание на корпус в однофазное КЗ. Эта система обеспечения безопасности называется занулением.

Для выполнения защитных функций согласно ПУЭ требуется, чтобы ток однофазного КЗ $I_K^{(1)}$ в (к) раз превышал ток защитного аппарата:

$$I_K^{(1)} \geq 3I_{BC},$$

$$I_K^{(1)} \geq 3I_{H.PACЦ},$$

$$I_K^{(1)} \geq 1,25I_{KЗ},$$

где I_{BC} – номинальный ток плавкой вставки;

$I_{H.PACЦ}$ – номинальный ток расцепителя автомата;

$I_{KЗ}$ – отсечка у автоматов с электромагнитным расцепителем;

при номинальном токе автомата меньше 100А используется $I_K^{(1)} \geq 1,4I_{KЗ}$,

Проведем пример расчета тока однофазного короткого замыкания, для расчета ПУЭ рекомендует упрощенное выражение

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_T / 3 + Z_n};$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети; $I_K^{(1)}$

Z_T – сопротивление трансформатора току однофазного замыкания на корпус равно 0,065 Ом;

$$Z_n = \sqrt{(R_{\phi} + R_n + R_{\partial} + R_{TT} + R_A)^2 + (X' + X'' + X_C + X_{TT} + X_A)^2},$$

где R_{ϕ}, R_n – суммарные активные сопротивления фазных и нулевых проводов всех участков рассчитываемой цепочки;

R_{∂} – сопротивление дуги в точке замыкания принимается равным 0,03 Ом;

R_{TT}, X_{TT} – активное и индуктивное сопротивления трансформатора тока равны соответственно 0,00085 Ом и 0,00036 Ом;

R_A, X_A – активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей равны соответственно 0,00048 Ом и 0,00099 Ом;

X_c – сопротивление питающей системы, принимается равным 0,0032 Ом

X' – внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль принимается приближенно равным 0,6 Ом/км;

$$Z_n = \sqrt{(0,03 + 0,00085 + 0,00048)^2 + (0,0032 + 0,0036 + 0,00099)^2} = 0,0323 \text{ Ом};$$

$$I_K^{(1)} = \frac{400}{(0,0119 + 0,0323) \cdot \sqrt{3}} = 5,22 \text{ кА}.$$

Тогда для вводного выключателя ВА55-41

$$I_K^{(1)} = 5220 \geq 1,25 \cdot 3000 = 3750 \text{ А}.$$

Требование защиты выполнено.

5.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карта селективности действия аппаратов защиты строится в логарифмической системе координат и служит для проверки правильности выбора аппаратов защиты. На карту селективности наносятся:

- 1 номинальный и пусковой токи электроприемника;
- 2 расчётный и пиковый ток силовых распределительных шкафов;
- 3 расчётный и пиковый ток подстанции;
- 4 защитные характеристики защитных аппаратов (автоматических выключателей);
- 5 значения токов КЗ в сети 0,4 кВ.

Все данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты систематизируем в виде таблицы, представленной ниже.

Таблица 5.2 - Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

	ЭП	ШР №4	ШР №3	ШР №1	Значение тока КЗ в соотв. точках, кА				
					1	2	3	4	5
Расчётный ток, А	-	130	250	400	16	16	15,7	15,5	14,1
Пиковый ток, А	-	495	615	765					
Номинальный ток, А	76		-	-					
Пусковой ток, А	380		-	-					

Таблица 5.3 - Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А	Время срабатывания, с
BA55–41	1000	5000	0,2
BA55–41	1000	3000	0,1
BA51-52	400	2000	0,01
BA51-31	80	800	0,01

Защитные характеристики автоматических выключателей, которые необходимо использовать для построения карты селективности действия аппаратов защиты, приведены в справочной литературе [9].

5.6 Построение эпюры отклонений напряжения для цепочки линий от генераторов ДГУ 6 кВ до зажимов наиболее мощного электроприемника

Отклонение напряжения – разность между фактическим и номинальным напряжением, %.

Падение напряжения – геометрическая разность между напряжением в начале и конце линии.

Потеря напряжения – арифметическая разность между напряжением в начале и конце линии.

Основные расчётные выражения:

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij}}{10U_i^2};$$

$$\Delta U_m = \beta_m (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_m^2}{100} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cdot \cos \varphi_2),$$

где ΔU_{ij} – отклонение напряжения на соответствующем участке сети %;

P_{ij} – поток активной мощности, передаваемый по соответствующему участку сети, кВт;

Q_{ij} – поток реактивной мощности, передаваемый по соответствующему участку сети, кВАр;

$R_{ij} = r_{0ij} \cdot l_{ij}$ – активное сопротивление линии соответствующего участка сети, мОм,

здесь r_{0ij} – удельное активное сопротивление линии соответствующего участка сети,

Ом/км, принимаемое, согласно справочной литературе,

l_{ij} – длина линии соответствующего участка сети, км;

$X_{ij} = x_{0ij} \cdot l_{ij}$ – реактивное сопротивление линии соответствующего участка сети, мОм,

здесь x_{0ij} – удельное реактивное сопротивление линии соответствующего участка сети,

Ом/км, принимаемое, согласно справочной литературе,

l_{ij} – длина линии соответствующего участка сети, км;

U_i – напряжение в начале соответствующего участка сети, кВ;

ΔU_m – отклонение напряжения на трансформаторе собственных нужд, %;

$\beta_m = \frac{S_{ij}}{S_{н.тр.}}$ – фактический коэффициент загрузки ТСН,

S_{ij} – поток мощности, передаваемый через ТСН, кВА;

$S_{н.тр.}$ – номинальная мощность ТСН, кВА;

$U_a = \frac{\Delta P_{кз} \cdot 100\%}{S_{н.тр.}}$ – активная составляющая напряжения короткого замыкания

трансформатора, %, здесь $\Delta P_{кз}$ – потери активной мощности при КЗ, кВт,

$U_p = \sqrt{(U_k)^2 - (U_a)^2}$ – реактивная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора отделения, %, здесь U_k – напряжение короткого замыкания, %,

$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{S_2} = \frac{P - \Delta P_m}{\sqrt{(P - \Delta P_m)^2 + (Q - \Delta Q_m)^2}}$ – коэффициент мощности

$\Delta Q_m = 0,1S$ – потери реактивной мощности в трансформаторе, кВАр;

Согласно ПУЭ для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более $\pm 5\% U_n$. Для осветительных сетей промышленных предприятий и общественных зданий допускается отклонение напряжения от $+5$ до $-2,5\% U_n$, для сетей жилых зданий и наружного освещения $\pm 5\% U_n$. Эти требования обусловлены тем, что величина вращающего момента асинхронных электродвигателей пропорциональна квадрату подведенного напряжения и его уменьшение может не обеспечить пуск механизмов, в сетях освещения снижение напряжения приводит к резкому уменьшению светового потока.

Расчет сети 0,4 кВ по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонения напряжения выполняется для цепочки линий от зажимов генератора ДГУ до зажимов одного наиболее мощного ЭП для режимов максимальных и минимальных нагрузок (определяется из суточного графика нагрузок), а в случае двухтрансформаторной подстанции - и послеаварийного, в данном случае (для буровой установки) только номинальный режим.

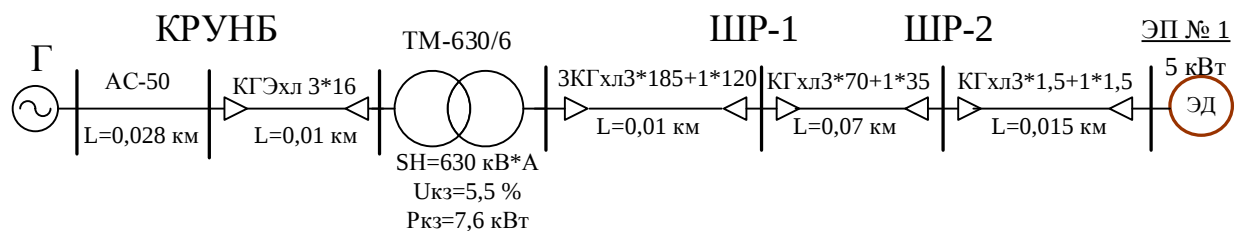


Рисунок 5.3 - Расчётная схема для построения эпюры отклонений напряжения

Участок 1-2

$$\Delta U_{12} \% = \frac{P_{12} \cdot R_{12} \cdot l_{12} - Q_{12} \cdot X_{12} \cdot l_{12}}{10 \cdot U_1^2 \cdot 10^{-6}} = \frac{2402 \cdot (6,03 \cdot 10^{-4}) \cdot 280 - 1734 \cdot (4,18 \cdot 10^{-5}) \cdot 280}{10 \cdot 6300^2 \cdot 10^{-6}} = 0,051\%,$$

где P_{12} , Q_{12} - соответственно величины активной и реактивной мощности, передаваемые расчетному узлу в рассматриваемом режиме;

R_{12} , X_{12} - активные и реактивные сопротивления участка сети между узлами;

$$\Delta U_{12} = \frac{\Delta U_{12} \%}{100} \cdot U_1 = \frac{0,051}{100} \cdot 6300 = 3,21 \text{ В};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6300 - 3,21 = 6296,8 \text{ В};$$

Участок 2-3

$$\Delta U_{23} \% = \frac{P_{23} \cdot R_{23} \cdot l_{23} - Q_{23} \cdot X_{23} \cdot l_{23}}{10 \cdot U_2^2 \cdot 10^{-6}} = \frac{422,3 \cdot (1,94 \cdot 10^{-3}) \cdot 10 - 250,4 \cdot (6,75 \cdot 10^{-4}) \cdot 280}{10 \cdot 6296,8^2 \cdot 10^{-6}} = 0,017\%,$$

где P_{23} , Q_{23} - соответственно величины активной и реактивной мощности, передаваемые расчетному узлу в рассматриваемом режиме;

R_{23} , X_{23} - активные и реактивные сопротивления участка сети между узлами;

$$\Delta U_{23} = \frac{\Delta U_{23} \%}{100} \cdot U_2 = \frac{0,017}{100} \cdot 6296,8 = 1,07 \text{ В};$$

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 6296,8 - 1,07 = 6294,8 \text{ В};$$

β_m - отношение фактической нагрузки трансформатора к номинальной мощности

$$\beta_m = \frac{S_m}{S_{н.тр.}} = \frac{490,96}{630} = 0,779,$$

Соответственно активные и реактивные составляющие напряжения КЗ

$$U_a = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{н.тр.}} \cdot 100\% = \frac{8,5}{630} \cdot 100\% = 1,35\%,$$

$$U_\sigma = \sqrt{U_k^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,35^2} = 5,33\%,$$

$S_{н.тр.}$ - номинальная мощность трансформатора

$\Delta P_{кз} = 8,5$ кВт – мощность потерь КЗ

$U_k = 5,5$ % – напряжение КЗ

Коэффициент мощности и соответствующий ему $\sin$:

$$\cos \varphi = \frac{P_m}{S_m} = \frac{422,3}{490,9} = 0,86, \quad \sin \varphi = 0,51.$$

Участок 3-4

$$\Delta U_{34} \% = 0,779 \cdot (1,35 \cdot 0,86 + 5,33 \cdot 0,51) + \frac{0,779^2}{200} \cdot (1,35 \cdot 0,51 - 5,33 \cdot 0,86) = 3,01 \%,$$

$$U_4 = U_{BH} - U_{34\%} \cdot \frac{U_{BH}}{100} = 6300 - 3,01 \cdot \frac{6300}{100} = 6110,3 \text{ В};$$

Пересчет на напряжение НН:

$$U_4 = U_{HH} \cdot \frac{U_4}{U_{BH}} = 400 \cdot \frac{6110,3}{6300} = 388 \text{ В};$$

Участок 4-5

$$\Delta U_{45} \% = \frac{P_{45} \cdot R_{45} \cdot l_{45} - Q_{45} \cdot X_{45} \cdot l_{45}}{10 \cdot U_4^2 \cdot 10^{-6}} = \frac{422,3 \cdot (1,67 \cdot 10^{-4}) \cdot 10 - 250,4 \cdot (5,96 \cdot 10^{-5}) \cdot 10}{10 \cdot 388^2 \cdot 10^{-6}} = 0,069 \%;$$

где P_{45} , Q_{45} - соответственно величины активной и реактивной мощности, передаваемые расчетному узлу в рассматриваемом режиме;

R_{45} , X_{45} - активные и реактивные сопротивления участка сети между узлами;

$$\Delta U_{45} = \frac{\Delta U_{45} \%}{100} \cdot U_4 = \frac{0,069}{100} \cdot 388 = 0,267 \text{ В};$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 388 - 0,267 = 387,7 \text{ В};$$

Участок 5-6

$$\Delta U_{56} \% = \frac{P_{56} \cdot R_{56} \cdot l_{56} - Q_{56} \cdot X_{56} \cdot l_{56}}{10 \cdot U_5^2 \cdot 10^{-6}} = \frac{221,5 \cdot (4,43 \cdot 10^{-4}) \cdot 70 - 122,7 \cdot (6,12 \cdot 10^{-5}) \cdot 70}{10 \cdot 387,7^2 \cdot 10^{-6}} = 1,246 \%;$$

$$\Delta U_{56} = \frac{\Delta U_{56} \%}{100} \cdot U_5 = \frac{1,246}{100} \cdot 386,5 = 4,41 \text{ В};$$

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{56} = 387,7 - 4,41 = 383,9 \text{ В};$$

Участок 6-7

$$\Delta U_{67} \% = \frac{P_{67} \cdot R_{67} \cdot l_{67} - Q_{67} \cdot X_{67} \cdot l_{67}}{10 \cdot U_6^2 \cdot 10^{-6}} = \frac{5 \cdot (8,9 \cdot 10^{-4}) \cdot 15 - 4,1 \cdot (6,37 \cdot 10^{-5}) \cdot 15}{10 \cdot 383,9^2 \cdot 10^{-6}} = 0,051 \%;$$

$$\Delta U_{67} = \frac{\Delta U_{67} \%}{100} \cdot U_6 = \frac{0,051}{100} \cdot 383,9 = 0,195 \text{ В};$$

$$U_7 = U_6 - \Delta U_{67} = 383,9 - 0,195 = 383,7 \text{ В};$$

Таблица 5.4 - Расчётные данные для построения эпюры отклонений напряжения

Участок сети	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7
Отклонение U, %	0,51	0,017	3,01	0,07	1,25	0,05

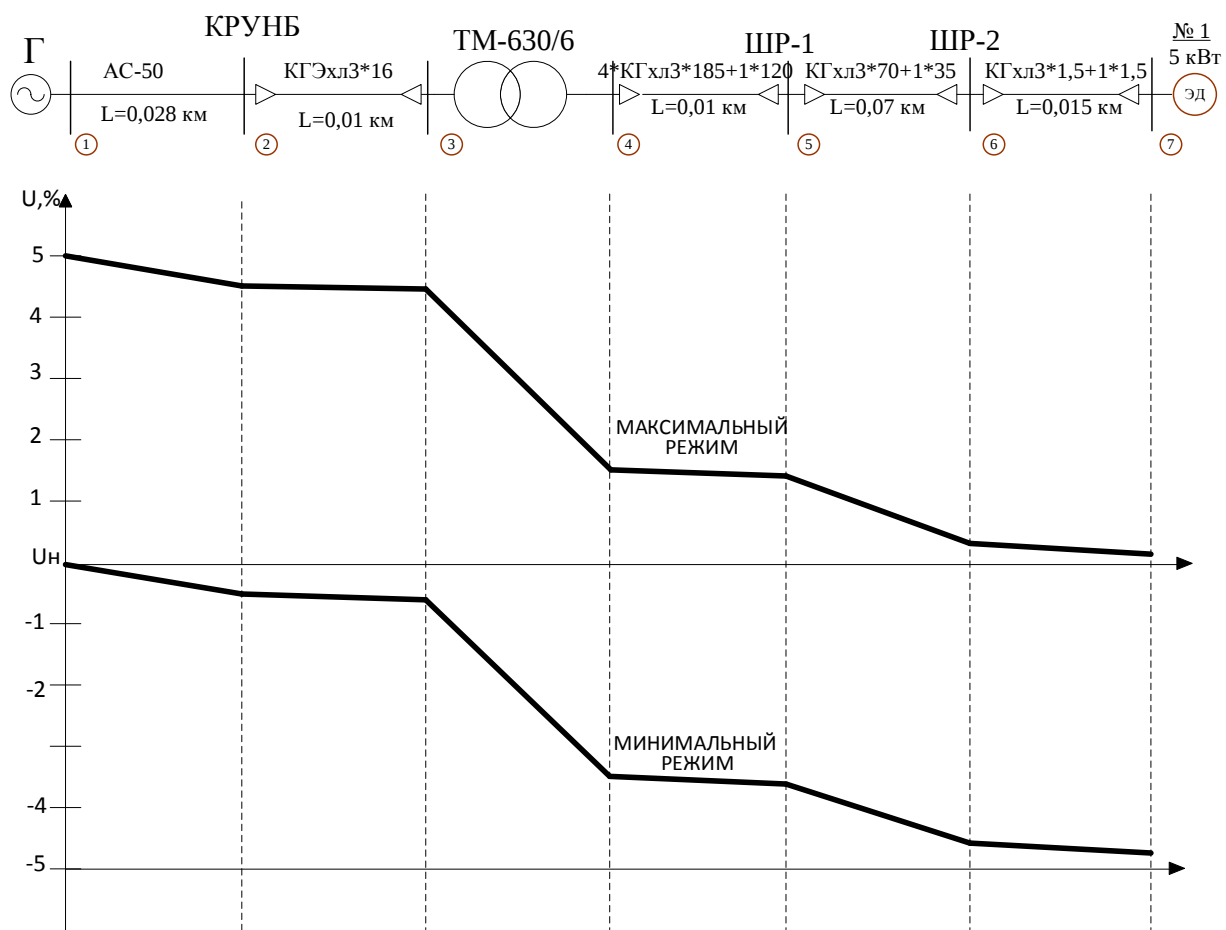


Рисунок 5.5 - Эпюра отклонения напряжения

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО- СБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-5А18	Дудин Игорь Александрович

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- стоимость материалов и оборудования; - квалификация исполнителей; - трудоемкость работы.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- нормы амортизации; - размер минимальной оплаты труда.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	- отчисления в социальные фонды.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- формирование вариантов решения с учетом научного и технического уровня.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	- планирование выполнения проекта - график проектирования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	- расчет бюджета на проектирование; - расчет капитальных вложений в основные средства.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График разработки и внедрения ИР

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коршунова Лидия Афанасьевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5А18	Дудин Игорь Александрович		

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-СБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Общие сведения

Цель данной работы является – расчет электроснабжения буровой установки Урал-маш 4200/250 ЭК-БМЧ от промышленной ВЛ-6 кВ. Детальный расчет электроснабжения производится для буровой установки, где используется стандартное электрооборудование, как наиболее экономически выгодное.

Капитальные вложения в электрооборудование – это в первую очередь, стоимость электрооборудования и стоимость строительно-монтажных работ.

Смета – это документ, определяющий окончательную и предельную стоимость реализации проекта. Смета служит исходным документом капитального вложения, в котором определяются затраты, необходимые для выполнения полного объема необходимых работ.

Исходными материалами для определения сметной стоимости строительства объекта служат данные проекта по составу оборудования, объему строительных и монтажных работ; прейскуранты цен на оборудование и строительные материалы; нормы и расценки на строительные и монтажные работы; тарифы на перевозку грузов; нормы накладных расходов и другие нормативные документы.

Расчет произведен на основе договорных цен.

Исходные данные и стоимости сведены в таблицы.

6.2 Этапы разработки проекта

Решение о проектировании электроснабжения принимается на основе технико-экономического обоснования.

На основе утвержденного ТЭО заказчик заключает договор с проектной организацией на проектирование и выдает ей задание, которое содержит:

1. Генплан предприятия (расположение буровой установки и бригадного хозяйства на кустовой площадке нефтяного месторождения);
2. Расположение источника питания;
3. Сведения об электрических нагрузках;
4. План размещения электроприемников;
5. Площадь блоков буровой установки и всей территории кустового основания, занимаемой бригадным хозяйством.

Различают две стадии проектирования:

- a. Технический проект;
- b. Рабочий чертеж.

После утверждения технического проекта разрабатывается рабочий проект, то есть рабочие чертежи, на основании которых определяется окончательная стоимость.

Если проектируемый объект в техническом отношении не сложный, то обе стадии объединяются в одну – технорабочий проект.

В проектировании электроснабжения принимают участие три работника:

Таблица 6.1 - Этапы разработки проекта.

№ п/п	Перечень выполняемых работ	Исполнители	Про-сть, дн.
1	Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи работникам	Руководитель	3
		Инженер	3
2	Расчет электрических нагрузок по цеху	Инженер	8
3	Расчет электрических нагрузок по предприятию	Инженер	7
4	Построение картограммы нагрузок	Инженер	1
5	Выбор трансформаторов цеховых подстанций. Техничко-экономический расчет компенсирующих устройств	Инженер	4
6	Выбор трансформаторов ГПП. Техничко-экономический расчет схемы внешнего электроснабжения	Руководитель	1
		Инженер	5
7	Расчет внутривозводской сети предприятия	Инженер	12
8	Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.	Инженер	1
9	Выбор электрооборудования в сети 1000 В.	Инженер	2
10	Расчет схемы электроснабжения цеха	Руководитель	2
		Инженер	6
11	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	Инженер	1
12	Расчет молниезащиты	Инженер	1
13	Расчет релейной защиты и автоматики	Инженер	1
14	Расчет эпюры отклонений напряжения	Инженер	2
15	Составление расчетно-пояснительной записки	Руководитель	2
		Инженер	22
16	Чертежные работы	Руководитель	2
		Инженер	20
	Итого по каждой должности	Руководитель	10
		Инженер	96
Итого:			106

По данным таблицы 6.1 построим линейный график занятости исполнителей.

Таблица 6.2 – Линейный график занятости исполнителей

Должность исполнителей	Календарные дни																																Перечень выполняемых работ
	10								20								30								40								
Научный руководитель	■																															Получение технического задания на разработку проекта	
																		■	■													Проверка выполненных расчетов	
																														■			Проверка пояснительной записки и чертежей
Инженер I категории	■																															Получение технического задания на разработку проекта	
		■	■	■	■																											Сбор исходных данных	
						■	■	■	■																							Обработка исходных данных	
							■	■	■	■																						Расчет электрических нагрузок предприятия	
										■	■																					Выбор числа и мощности трансформаторов	
											■																					Выбор схем электроснабжения	
												■	■																			Выбор высоковольтной аппаратуры	
													■	■	■																	Расчет токов к.з., выбор аппаратов защиты	
														■	■																	Проверка выполненных расчетов	
																	■	■														Выполнение чертежей, схем, картограмм	
																			■	■	■											Технико-экономическое обоснование выбора оборудования	
																													■			Проверка пояснительной записки и чертежей	
	Инженер II категории	■																															Получение технического задания на разработку проекта
								■	■	■	■																					Расчет электрических нагрузок предприятия	
												■																				Выбор схем электроснабжения	
																	■	■														Проверка выполненных расчетов	
																																Разработка раздела БЖД	
																													■	■	■	■	Оформление пояснительной записки
																														■		Проверка пояснительной записки и чертежей	

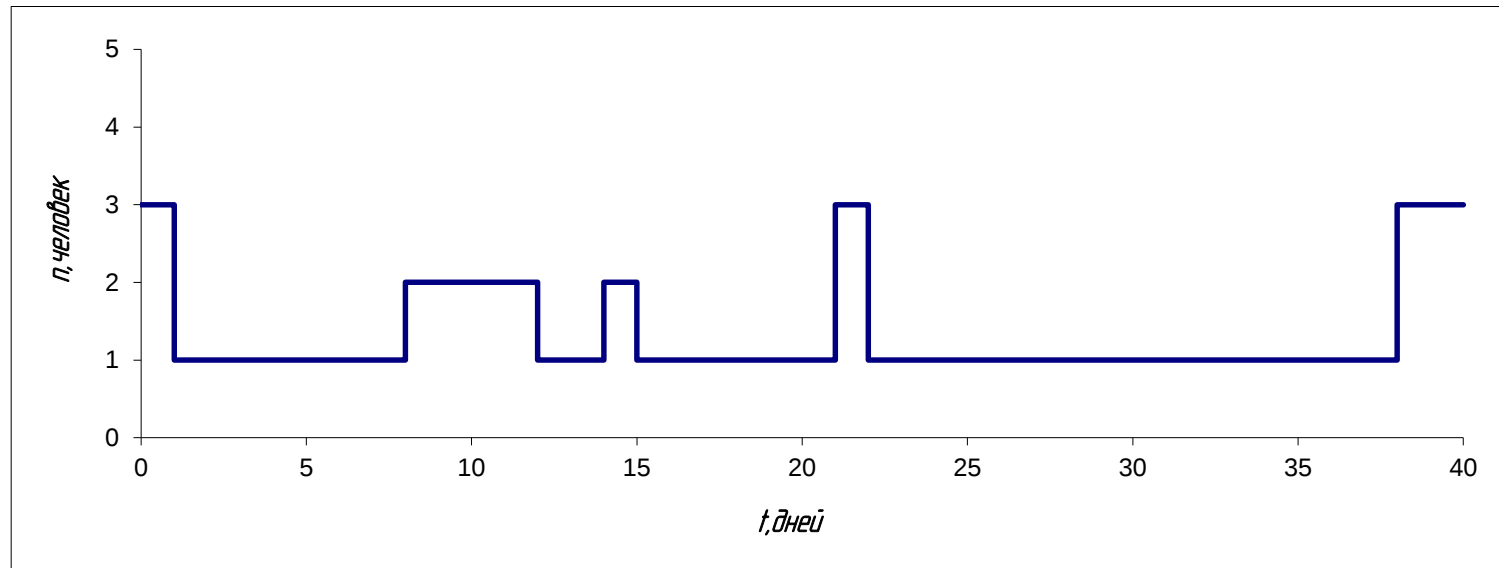


Рисунок 6.1 - Линейный график занятости исполнителей

6.3 Смета на проектирование

1) Затраты на разработку проекта

$$\Sigma I_{\text{пр}} = I_{\text{мат}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{со}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}},$$

где $I_{\text{зп}}$ – заработная плата;

$I_{\text{мат}}$ – материальные затраты;

$I_{\text{ам}}$ – амортизация компьютерной техники;

$I_{\text{со}}$ – отчисления в социальные фонды;

$I_{\text{пр}}$ – прочие затраты;

$I_{\text{накл}}$ – накладные расходы.

2) Расчет зарплаты

а) Месячная зарплата научного руководителя

$$I_{\text{зп}}^{\text{мес}} = (ЗП_0 + Д) \cdot K_1 \cdot K_2 = 25000 \cdot 1,16 \cdot 1,3 = 37700 \text{ руб},$$

где $ЗП_0$ – месячный оклад;

$Д$ – доплата за интенсивность труда;

K_1 – коэффициент, учитывающий отпуск;

K_2 – районный коэффициент (1,3 для Томской области).

Зарплата научного руководителя с учетом фактически отработанных дней

$$I_{\text{зп}}^{\text{ф}} = \frac{I_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{21} \cdot n = \frac{37700}{21} \cdot 10,0 = 17952 \text{ руб},$$

где n – количество отработанных дней по факту.

б) Месячная зарплата инженера

$$I_{\text{зп}}^{\text{мес}} = ЗП_0 \cdot K_1 \cdot K_2 = 20000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 28600 \text{ руб},$$

Зарплата инженера с учетом фактически отработанных дней

$$I_{\text{зп}}^{\text{ф}} = \frac{I_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{21} \cdot n = \frac{28600}{21} \cdot 96,0 = 130743 \text{ руб},$$

Расчет для сотрудников проекта сведем в таблицу 6.3

в) Итого $I_{\text{фзп}}$ сотрудников

$$I_{\text{фзп}} = 17952 + 130743 = 148695 \text{ руб}$$

Таблица 6.3

Должность	ЗП ₀ , руб	Д, руб	K ₁	K ₂	I _{зп} ^{мес} , руб
Руководитель	23000	2000	1,16	1,3	37700
Инженер	18000	2000	1,1	1,3	28600
Итого:	41000	4000	-	-	66300

2) Материалы затраты

Таблица 6.4 – Затраты на материалы

Материалы	Количество	Цена за единицу, руб	И _м , руб
Флеш память	1	480	480
Упаковка бумаги А4 50 листов	1	200	200
Канцтовары	-	650	650
Картридж для принтера	1	2000	2000
Итого И _{мат} , руб	-	-	3330

3) Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$И_{ам} = \frac{T_{исп.КТ}}{T_{кал}} \cdot Ц_{КТ} \frac{1}{T_{сл}} = \frac{48}{365} \cdot 23400 \cdot \frac{1}{3} = 923,2 \text{ руб}$$

где $T_{исп.КТ}$ – время использования компьютерной техники на проект;

$T_{кал} = 365$ – годовой действительный фонд рабочего времени используемого оборудования;

$Ц_{КТ}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб;

$T_{сл}$ – срок службы компьютерной техники (время окупаемости 3 лет).

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 6.5

Таблица 6.5

Оборудование	Стоимость, руб	Количество	$T_{э}$, дней	И _{ам} , руб
Компьютер	23400	1	48	923,2
Принтер	5200	1	10	46,8
Итого И _{ам} , руб	-	-	-	970

4) Отчисления в социальные фонды (соц. Страхование, пенсионный фонд, мед. страховка) в размере 30% от $И_{фзп}$

$$И_{со} = 0,3 \cdot 148695 = 44608 \text{ руб.}$$

5) Прочие расходы (услуги связи, затраты на ремонт оборудования...) в размере 10% от $И_{фзп}$, затрат на материалы, амортизации и отчислений в социальные фонды

$$\begin{aligned} И_{пр} &= 0,1 \cdot (И_{фзп} + И_{м} + И_{ам} + И_{со}) = \\ &= 0,1 \cdot (148695 + 3330,0 + 970,0 + 44608) = 19760 \text{ руб.} \end{aligned}$$

- 6) Накладные расходы (затраты на отопление, освещение, обслуживание помещений, административные расходы ...)

$$I_{\text{накл}} = 2,0 \cdot I_{\text{ФЗП}} = 2,0 \cdot 148695 = 297390 \text{ руб.}$$

- 7) Затраты на разработку проекта

$$\begin{aligned} \Sigma I &= I_{\text{ФЗП}} + I_{\text{м}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{со}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}} = \\ &= 148695 + 3330,0 + 970,0 + 44680 + 19760 + 297390 = 514825 \text{ руб} \end{aligned}$$

Расчет сметы затрат разработку проекта сведем в таблицу 6.6

Таблица 6.6 – Калькуляция сметной стоимости на выполнение проекта

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, руб
1	ИФЗП	148695
2	Материалы $I_{\text{мат}}$	3330,0
3	Амортизация основных фондов $I_{\text{ам}}$	970,0
4	Социальные отчисления $I_{\text{со}}$	44680
5	Прочие расходы $I_{\text{пр}}$	19760
6	Накладные расходы $I_{\text{накл}}$	297390
Цена проекта $\Sigma I_{\text{пр}}$, руб		514825

Таблица 6.7 - Матрица структурного решения выбора

Индекс параметра	Морфологический признак (параметр)	Вид (способ) исполнения		
		1	2	3
1	2	3	4	5
1	Вид тока	постоянный	переменный	импульсный
2	Охлаждение трансформаторов	Естественное воздушное	Естественное масляное	Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла
3	Материал кабеля	Алюминий	Медь	-
4	Марка кабеля	НРГ	ВВГ	ААШВ
5	Тип автоматических выключателей	Серия ВА	Серия АЗ700	Серия АВ
6	Защитная аппаратура	Плавкие предохранители	Автоматические предохранители	-
7	Силовые распределительные пункты	Щиты распределительные	Типовое РП	
8	Схема внутрицехового электроснабжения	Магистральная	Радиальная	
Вариант решения				

6.4 Смета затрат на электрооборудование БУ «Уралмаш 4200/250 ЭК-БМЧ»

Таблица 6.8 - Смета затрат на электрооборудование рассматриваемого цеха приведена

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Количество	Сметная стоимость, тыс. руб		Общая стоимость, тыс. руб	
				Оборудование	Монтаж	Оборудование	Монтаж
1	Трансформаторы ТСЗ-1600/6-Б-У3 (6/0,4 кВ).	шт.	1	1200	120	1200	120
	Трансформаторы ТСЗ-3200/6-Б-У3 (6/0,69 кВ).	шт.	1	1450	120	1450	120
	Трансформаторы ТСЗ-800/6-Б-У3 (6/0,6 кВ).	шт.	1	800	100	800	100
2	Конденсаторные батареи УКРМ-6,3 (10,5)-150-50	шт.	1	49	20,59	49	20,59
	Конденсаторные батареи УКМ 58-0,4-200-25	шт.	8	62	28,93	496	231,44
3	КРУ1-6кВ	шт.	1	8000	150	8000	150
	КРУ2-6кВ	шт.	1	4000	150	4000	150
	КТУ1-0,4 кВ	шт.	1	12000	200	12000	200
	КТУ2-0,69 кВ	шт.	1	16000	200	16000	200
3	Автомат ВА74-43	шт	10	4,85	0,88	48,5	8,8
	Автомат ВА57-35	шт	54	2,69	0,47	145,26	25,38
	Автомат ВА51-29	шт	30	1,53	0,32	45,9	9,6
	Автомат ВА13-29	шт	15	0,52	0,09	7,8	1,35
4	Кабель ААШВ-5х2,5	км	0,125	6,58	1,58	0,82	0,20
	Кабель ААШВ-5х4	км	0,118	13,20	3,49	1,56	0,18
	Кабель ААШВ-5х6	км	0,136	17,80	4,75	2,42	0,33
	Кабель ААШВ-5х10	км	0,065	25,60	5,26	1,66	0,11
	Кабель ААШВ-5х35	км	0,087	78,15	16,02	6,80	0,59
	Кабель ААШВ-5х95	км	0,035	210,00	42,00	7,35	0,26

	Кабель ААШВ-5х150	км	0,105	350,45	68,32	36,80	3,86
	Кабель ААШВ-5х240	км	0,215	580,50	87,65	124,81	26,83
	Провод АВВГ-3х35	км	1,745	1,89	0,27	3,30	5,76
	Итого по цеху, тыс. руб					44427,98	1375,28

Полная стоимость затрат на разработку проекта, оборудование и монтаж

$$K = K_{\text{пр}} + K_{\text{об}} + K_{\text{монт}} = 514825 + 44427,98 + 1375,28 = 560628,26 \text{ руб}$$

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A18	Дудину Игорю Александровичу

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Трансформаторная подстанция 1. КРУ и КТУ с установленным в ней оборудованием и аппаратами должна соответствовать действующим требованиям согласно ПУЭ. 2. Кабельные каналы закрываются съемными несгораемыми плитами и содержатся в чистоте. 3. Токоведущие части закрываются сплошными ограждениями. 4. Токоведущие части коммутационной аппаратуры должны быть защищены от случайных прикосновений. 5. На дверях вывешиваются предупреждающие плакаты: „КРУ 6/0,4 кВ”, „Опасно для жизни”, „Посторонним вход воспрещен” и т. д.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 2.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротуше-	Выявленных вредных факторы производственной среды. - Шум от работающих механизмов (редукторов, двигателей, насосов.). - Вибрация. - Недостаточное освещение в темное время суток. - Вредные примеси в воздухе (попутный газ, параммиака сероводорода, нафталиновая фракция.). - Низкая температура зимой. Выявленных опасных факторы проектируемой производственной среды - Вращающиеся части двигателей. - Возможность поражения электрическим током. - Пожар. - Взрыв.
---	---

ния)	
3. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	В соответствии с п. 2.28 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитная зона предприятий II-III класса должна быть озеленена не менее 50% площади». Уловленное масло вывозится на регенерацию. Остатки замасленной воды вывозятся в выделенные санэпидстанцией места утилизации. Для поверхностного стока ливневых вод в районе площадки подстанции предусмотрена сливная канава, укрепленная бетонной стяжкой. Остальные твердые отходы утилизируются как бытовые.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Основные причины возникновения чрезвычайных ситуаций: 1. Результат стихийных бедствий. 2. Воздействие внешних природных факторов приводящих к старению материалов. 3. Техничко-производственные дефекты сооружений. 4. Нарушение правил эксплуатации сооружений и технических процессов. 5. Нарушение правил техники безопасности при ведении работ и во время технологических процессов.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	-ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. -ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Обучение работающих безопасность труда. -ГОСТ 1.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92) -ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - СанПиН 2.2.4.548-96. Защита от теплового излучения.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Юрий Викторович.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A18	Дудин Игорь Александрович		

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Охрана труда является одним из важнейших социально-экономических, санитарно-гигиенических и экологических мероприятий, направленных на обеспечение безопасных условий труда. В нашей стране государство направляет средства на проведение мероприятий по охране здоровья трудящихся и в частности на обеспечение техники безопасности и производственной санитарии. Мероприятия, связанные с созданием безопасных условий труда осуществляются в плановом порядке.

Каждый работник имеет право на условия труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены, а администрация предприятия обязана внедрять современные средства техники безопасности, предупреждающие возникновение профессиональных заболеваний рабочих и служащих. В связи с этим в данном разделе дипломной работы рассмотрены вопросы организации труда, анализ опасных и вредных факторов при эксплуатации оборудования РУ 6/0,4 кВ буровой установки, предложены меры по устранению этих факторов или защиты от них. Рассмотрены вопросы пожарной безопасности, охраны окружающей среды, чрезвычайных ситуаций.

7.1 Анализ опасных и вредных факторов

Опасным называется такой производственный фактор, воздействие которого на рабочий персонал в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному ухудшению здоровья.

Фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности называется вредным производственным фактором.

Для анализа опасных производственных и вредных факторов и проведения мероприятий по улучшению условий труда необходимо определить неблагоприятные производственные факторы, произвести их количественную оценку и ее сопоставление с нормативными требованиями.

КРУ 6/0,4 кВ расположено в пристройке к компрессорному блоку буровой установки на отметке $\pm 2,4$ м СанПиН 2.6.1.07-03 [1; п 6.9].

Наиболее опасными факторами, которые могут привести к несчастному случаю при работе на буровой установке, являются:

- опасность поражения электрическим током;
- пожароопасность;
- получение механической травмы.

Вредные факторы, связанные с характером среды помещения:

- температуры воздуха;
- влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
- вибрация;
- шум;
- освещенность рабочего места;
- тепловое излучение;
- воздействие электромагнитных полей

7.2 Техника безопасности

В процессе работы оборудования возможны повреждения изоляции, повреждения защитных средств, различных приборов и устройств, а также нарушения технологического режима. В результате этого возможны аварии и несчастные случаи с обслуживающим персоналом.

Техника безопасности является основной частью охраны труда и предусматривает технические и производственные мероприятия, которые обеспечивают безопасный труд в электроустановках. Все операции, производимые оперативно-ремонтным персоналом, производятся по инструкциям и правилам изложенным в следующих документах:

- Правила устройств электроустановок (ПУЭ); [2]
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП); [3]
- Строительные нормы и правила СНиП 12-04-2002; [4]
- Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ РМ-016-2001; РД 153-34.0-03.150-00; [5]

Соблюдение действующих норм и правил гарантирует надежную и безопасную эксплуатацию электроустановок.

7.2.1 Электробезопасность

Гигиеническое нормирование ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [6] устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц, Правила устройства электроустановок [2] и Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации ПОТ Р М – 016 – 2001; РД 153 – 34.0 – 03.150 – 00 [5].

Основные факторы, определяющие опасность поражения током:

- электрическое сопротивление тела человека;
- величина напряжения и тока;
- продолжительность воздействия электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- род и частота электрического тока;
- условия внешней среды и состояние человека.

Согласно Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках СО 153-34.03.603-2003 электрозщитные средства подразделяются на защитные средства для работы с электроустановками до и выше 1000 В.

Защитные средства должны сохраняться в порядке и находиться на специально отведенных для этого местах. Основные и дополнительные средства должны испытываться и иметь штамп, указывающий напряжение установки, для которой допустимо применять данные средства, а также срок следующего испытания.

Переносимые защитные заземления должны быть пронумерованы, и на каждое заземление необходимо иметь свой плакат, который вывешивается при установке заземления.

Каждая подстанция должна иметь комплект предупредительных плакатов.

На рабочем месте дежурного персонала должен находиться полный комплект рабочих инструкций и инструкций по технике безопасности:

1. Должностная инструкция дежурного данного района обслуживания.
2. Инструкция по производству оперативных переключений на подстанции данного района.
3. Инструкция действий оперативного персонала в случае аварии.
4. Инструкция по отысканию однофазных замыканий на землю в данном районе подстанций.
5. Инструкция дежурного персонала по технике безопасности.
6. Оперативный журнал.
7. Журнал производства работ.
8. Журнал телефонограмм.
9. Журнал закороток.

7.2.2 Механические травмы

Для защиты от вращающихся и движущихся частей электрических машин и приводов буровой установки необходимо создавать ограждающие устройства. Конструктивные решения оградительных устройств многообразны. Оградительные устройства делятся на стационарные, подвижные и переносные. Ограждение может быть полным лишь тогда, когда локализуется опасная зона вместе с машиной, или частичным, когда изолируется только опасная зона машины. Вид ограждения выбирается в зависимости от условий эксплуатации электроустановки.

У механизмов, управляемых автоматически по заданной программе (буровые насосы, буровые лебедки, перемешиватели и т.д.), должны быть вывешены соответствующие предупредительные плакаты.

Электродвигатели механизмов, самозапуск которых недопустим, должны быть снабжены устройствами для автоматического их отключения при прекращении подачи электроэнергии или при остановке механизма по какой-либо другой причине.

При обслуживании машин и механизмов запрещается:

- производить уборку и ремонтные работы на ходу;
- смазывать вручную узлы и детали без специальных приспособлений;
- работать без ограждений, а также устанавливать ограждения и крепить их на ходу.

7.2.3 Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

Организационные мероприятия:

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются: [4, п. 2.1.1]

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
 - допуск к работе;
 - надзор во время работы;
 - оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работы в электроустановках производятся по письменному или устному распоряжению. Наряд есть письменное распоряжение на работу в электроустановках, определяющее место, время начала и окончания работы, условия ее безопасного проведения, состав бригады и лиц, ответственных за проведение работ.

Технические мероприятия:

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия: [4, п. 3]

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Для предотвращения доступа все токоведущие части электрооборудования должны иметь ограждения. Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования должны иметь высоту над уровнем пола для РУ и трансформаторов, установленных внутри здания, 1,9 м; сетки должны иметь отверстия размером не более 25×25 мм, а также приспособления для запираения их на замок. [2, п. 4.2.29; 4.2.57; 4.2.58]; [3, п. 2.2.3; 2.2.4].

7.2.4 Классификация помещения РУ 6/0,4 кВ по опасности поражения людей электрическим током

ГОСТ 12.1.038-82 (2001) [6] устанавливает предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека, предназначенные для проектирования способов и средств защиты людей, при взаимодействии их с электроустановками производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц.

Согласно [6, п.1.2] напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Напряжения и токи прикосновения

Род тока	U, В	I, мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Работа в цепях устройств РЗиА и КИПиА должна производиться по исполнительным схемам, работа без схем, по памяти, запрещается, для работ необходимо использовать специальным электротехническим инструментом с изолированными ручками, металлический стержень отверток должен быть изолирован от ручки до жала отвертки.

Коммутационные переключения, включение и отключение выключателей, разъединителей и другой аппаратуры, должны производиться только оперативным персоналом.

При напряжении до 1000 В для обеспечения электроснабжения предпочтение отдается четырех проводной сети с глухозаземленной нейтралью.

При прикосновении к одной из фаз сети человек попадает под фазное напряжение, а ток проходящий через него, равен частному от деления U_{ϕ} на $R_{\text{п}}$. В аварийном режиме человек оказывается под воздействием линейного напряжения сети.

Также источником поражения электрическим током может являться появление напряжения на оборудовании вследствие повреждения изоляции.

Основными мерами защиты от поражения электрическим током является: обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением; устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах и других частях электрооборудования, что достигается использованием двойной изоляции, защитным заземлением, занулением, защитным отключением; применение средств индивидуальной защиты – изолирующие штанги, указатели напряжения, измерительные клещи, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, и т.п. Средства индивидуальной защиты должны подвергаться периодическим испытаниям [5].

7.3 Производственная санитария

Производственная санитария – это система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих воздействие на работающих вредных производственных факторов.

Неблагоприятные условия окружающей среды в процессе трудовой деятельности вредно воздействует на организм рабочего персонала, повышает утомляемость, снижается его внимание, увеличивается опасность травм.

Для создания нормальных условий труда важную роль играют такие факторы, как освещение рабочих мест, отсутствие шума и вибрации, чистота помещения, влажность, температура.

Для обеспечения нормальных условий труда санитарные нормы и правила СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [7] устанавливают на одного работающего объём производственного помещения не менее 20 м³ площадь помещения, огороженного стенами не менее 6 м².

7.3.1 Микроклимат

Нормы производственного микроклимата установлены следующими нормативными документами ГОСТ 12.1.005-88 (2001) [8] и СанПиН 2.2.4.548-96 [9]. Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;

Эти параметры по отдельности и в комплексе влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные параметры микроклимата в холодный и теплый периоды года должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 9.2. нормативным величинам, при этом изменения температуры воздуха в течение смены не должны превышать 2°C и выходить за пределы требуемых значений.

Таблица 7.2 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °C	Температура поверхностей, °C	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Пб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
Теплый	Пб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2

Интенсивность теплового излучения работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования не должна превышать 100 Вт/м² при облучении не более 25% поверхности тела.

Мероприятия по созданию условий для нормальной терморегуляции организма:

- защиты от источников тепловых излучений для снижения температуры воздуха в помещении и теплового облучения работающих;

- устройство вентиляции и отопления;
- применение средств индивидуальной защиты; ГОСТ 12.4.011-89 (2001) ССБТ, [10].

Задача вентиляции – обеспечение чистоты воздуха и заданных метеорологических условий в производственных помещениях. Вентиляция достигается удалением загрязнённого или нагретого воздуха из помещения и подачей в него свежего воздуха.

Целью отопления помещения является поддержание в них в холодное время года заданной температуры воздуха, а также обеспечить безопасность в отношении пожаров и взрывов.

С целью создания нормативных условий для персонала установлены нормы производственного микроклимата [8, п. 1.4]. В помещениях при выполнении работ операторского типа связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24°C, его относительной влажности 60-40% и скорости движения (не более 0,1 м/с). Для обеспечения этих норм имеется система отопления и вентиляции воздуха.

7.3.2 Производственная вентиляция

Вентиляцией называется комплекс взаимосвязанных устройств и процессов для создания требуемого воздухообмена в производственных помещениях. Основное назначение вентиляции – удаление из рабочей зоны загрязненного и подача чистого воздуха, в результате чего в рабочей зоне создаются необходимые благоприятные условия воздушной среды.

Нормы производственной вентиляции установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.4.021-75 (1996) ССБТ. Системы вентиляционные [11].

На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее 60 м³/ч.

Воздух, поступающий в помещение в зимнее время, подогревается.

Для обеспечения параметров микроклимата в помещении устанавливаются следующие виды отопления:

- паровое;
- электрическое.

7.3.3 Виброакустические вредные факторы

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием, ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность (12).

Вибрация определяется следующими основными параметрами:

- частота f , Гц;
- амплитуда колебаний d , мм.

Таблица 7.3 - Гигиенические нормы вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

Методы защиты от вибрации:

- снижение вибрации в источнике ее возникновения: замена динамических технологических процессов статическими, тщательный выбор режима работы оборудования, тщательная балансировка вращающихся механизмов;

- уменьшение параметров вибрации по пути ее распространения от источника: вибродемпфирование, виброгашение, виброизоляция, жесткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы, средства индивидуальной защиты (специальные рукавицы, перчатки. Прокладки, виброзащитная обувь).

Шум отрицательно влияет на организм человека, и, в первую очередь, на его центральную нервную и сердечно-сосудистую системы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха и зрения, повышает кровяное давление, утомляет центральную нервную систему, в результате чего ослабляется внимание, увеличивается количество ошибок в действиях работающего, снижается производительность труда. Воздействие шума приводит к появлению профессиональных заболеваний и может явиться также причиной несчастного случая. Источниками производственного шума являются машины и оборудование.

Нормируемые параметры шума на рабочем месте определены ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [13] и Санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий - М.: Минздрав России, 1997 [14].

Шума определяется следующими основными параметрами:

- уровень звукового давления A , дБ;
- интенсивность звука I , Вт/м²;
- уровень звука L , дБ.

Таблица 7.4 - Допустимые уровни звукового давления, уровни звука на рабочих местах

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Уменьшение уровня шума в источнике его возникновения: повышение качества балансировки вращающихся деталей, улучшение смазки трущихся поверхностей;
- Звукопоглощение и звукоизоляция;
- установка глушителей шума;
- рациональное размещение оборудования;
- применение специальных средств индивидуальной защиты: противошумные наушники, шлемы, вкладыши.

7.3.4 Производственное освещение

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости.

Нормирование освещённости производится в соответствии со СП.5213330.2011 Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (2003) Естественное и искусственное освещение [15].

Основные требования к рабочему освещению:

- освещенность на рабочем месте должна соответствовать характеру зрительных работ;
- необходимо обеспечить достаточно равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства;
- следует выбрать оптимальную направленность светового потока;
- все элементы осветительных установок должны удовлетворять требованиям электробезопасности в зависимости от зон установки по взрывозащите и пожароопасности;
- величина освещенности должна быть постоянной во времени;
- Осветительные установки должны быть удобны в эксплуатации, отвечать требованиям эстетики.

Наряду с естественным освещением используется и искусственное, создаваемое электрическими или люминесцентными лампами с освещенностью не менее 150 лк.

Предусматривается аварийное освещение с наименьшей освещенностью рабочих мест в аварийном режиме 2 лк, эвакуационное освещение с освещенностью при эвакуации людей из помещений не менее 0,5 лк на уровне пола основных проходов и лестниц, а на открытых территориях – не менее 0,2 лк.

Нормы общей минимальной освещенности в люксах (лк) производственных объектов приведены в соответствии со СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.

Таблица 7.5 - Нормы минимальной освещенности объектов буровой установки

Объект	Освещенность, лк
Роторный стол	100
Путь движения талевого блока	30
Помещение редукторного блока	75
Помещение насосного блока	75
Превентор	75
Приемные мостки	10
Лестничные марши, сходы	10
Помещения РУ (на фасаде щита при периодическом обслуживании)	100
Производственные помещения	500-600

7.3.5 Защита от воздействия электромагнитных полей

На буровой установке множество источников электромагнитных полей (низковольтные кабели, шины, катушки магнитных пускателей, трансформаторы тока и напряжения, а так же силовые и т. д.).

Согласно ГОСТ 12.1.002.-75 допустимые уровни напряженности и длительность пребывания работающих без средств защиты в электрическом поле таковы:

5кВ/м –без ограничений,
от 5 кВ/м до 10 кВ/м – не более 3,5 часов,
от 10 кВ/м до 15 кВ/м - не более 1,5 часа,
от 15кВ/м до 20кВ/м – не более 10 минут,
от 20 кВ/м до 25кВ/м - 5 минут.

Защита от воздействия электромагнитных полей промышленной частоты осуществляется экранированием источников.

Трансформаторы (активная часть) - помещена в металлический маслонаполненный бак, вся коммутационная аппаратура устанавливается в металлических шкафах. Шинопроводы прокладываются в металлических коробах, кабели прокладываются в полу в трубах или каналах.

7.4 Пожарная безопасность

Пожарная и взрывобезопасность - это система организационных и технических средств, направленных на профилактику и ликвидацию пожаров и взрывов, ограничение их последствий.

Пожары представляют большую опасность для людей и могут причинить огромный материальный ущерб. Основной причиной пожара в рассматриваемом помещении РУ является неисправность электрооборудования, короткое замыкание, нагрев проводов и загорание изоляции, перегрузка электрических сетей электропроводки, однако, пожар может возникнуть и при неосторожном обращении с огнем.

Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на:

- организационные (предусматривают правильную эксплуатацию электрооборудования, правильное содержание здания, территории, противопожарный инструктаж рабочих и так далее);
- технические (соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании здания, при устройстве электроприборов и оборудования, отопления, вентиляции и освещения);
- режимные (запрещение курения в неустановленных местах, сварочных и других работ в пожароопасных местах и так далее);
- эксплуатационные (своевременный профилактический осмотр, ремонт и испытание технологического оборудования).

Помещение РУ 6/0,4 кВ по взрыво и пожарной опасности относится к категории «В», Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. 22 июля 2008 года N 123-ФЗ, РД 34.03.350-98 [20].

Класс пожара – А, ГОСТ 27331-87 [21];

Класс огнестойкости - 4.

Зона пожароопасности – П II а.

Степень защиты оболочек электрических машин - IP44.

В РУ находятся сгораемые элементы (материалы), электрооборудование, следовательно, возможными причинами пожара в помещении РУ являются следующие факторы:

- электрические (короткое замыкание, перегрев проводов);
- открытый огонь (курение персонала в непредусмотренных местах, умышленный поджог);
- статическое электричество.

При загорании электроустановок необходимо в первую очередь позвонить в пожарную службу по телефону 01, отключить электроустановку, по возможности сообщить руководству и приступить к тушению пожара с помощью первичных средств пожаротушения.

В помещении РУ смонтирована система автоматической пожарной сигнализации без вывода на отдельный пульт, но имеет звуковую сигнализацию внутри помещения и светозвуковое устройство вне помещения РУ.

7.4.1 Средства пожаротушения

На подстанциях и других объектах электрических сетей применяются ручные огнетушители. С их помощью можно быстро ликвидировать очаг загорания или локализовать огонь до прибытия пожарной команды. Определение необходимого количества первичных средств пожаротушения производится по Постановлению Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 (ред. от 06.03.2015) "О противопожарном режиме".

Ручные углекислотные огнетушители типа ОУ-2, ОУ-5 и ОУ-8 емкостью соответственно 2,5; 5 и 8 л предназначены для тушения небольших загораний всех видов. Они приводятся в действие путем открытия запорного вентиля вращением маховичка. Струя снегообразной углекислоты действует в течение 30—40 с на расстоянии до 2 м.

Углекисотно-бромэтиловый огнетушитель типа ОУБ-7 имеет баллон емкостью 7 л, в котором содержится 97% бромистого этила и 3% жидкой углекислоты. Состав находится под давлением сжатого воздуха. При открывании вентиля из выпускного отверстия выбрасывается огнетушащее вещество в виде туманообразного облака. Время действия огнетушителя около 40 с, дальность выбрасывания вещества 4—5 м. Огнетушитель типа ОУБ пригоден для тушения твердых и жидких горючих веществ, а также находящихся под напряжением электроустановок, поскольку бромистый этил не проводит электрический ток.

Порошковый огнетушитель типа ОПС-10 наполнен в качестве огнетушащего средства сухим порошком (кальцинированная или двууглекислая сода, поташ и др.). Огнетушитель состоит из баллона емкостью 10 л, заполненного огнегасящим порошком. К корпусу прикреплен баллон с инертным газом (азот), находящимся под давлением порядка 15 МПа. При открывании вентиля порошок из баллона напором газа выталкивается в шланг, а затем через раструб подается к очагу загорания. Продолжительность действия этого огнетушителя около 30 с.

Огнетушитель ОПС-10 предназначен для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов, тушение которых водой не допускается.

Тушение горячей находящейся под напряжением электроустановки, представляет опасность поражения электрическим током. Как правило, тушение электроустановок производится после отключения напряжения.

Тушение пожаров ручными средствами в сильно задымленных помещениях энергообъектов, в т.ч. РУ буровой установки, с проникновением в них без снятия напряжения не допускается.

При загорании кабелей и другого электрооборудования необходимо принять меры к скорейшему снятию напряжения.

Шкафы управления буровой установки напряжением до 0,4 кВ являются наиболее ответственной частью электроустановки, поэтому наибольшее внимание при тушении пожара надо уделять сохранению установленной на них аппаратуры. При этом персонал должен по возможности снять напряжение с горящих панелей и приступить к тушению углекислотными огнетушителями.

В помещении РУ имеются первичные средства пожаротушения помимо огнетушителей ящик с песком, ведро, лопата, багор, кошма, топор.

7.4.2 Профилактические мероприятия, предупреждающие возникновение пожаров

Мероприятия по пожарной профилактике можно разделить на организационные, режимные и эксплуатационные. Организационные мероприятия предусматривают эксплуатацию оборудования, содержание зданий, территорий в соответствии с нормативными документами, проведение производственного инструктажа работникам, организацию добровольных пожарных дружин, пожарно-технических комиссий, издание приказов и распоряжений по вопросам повышения пожарной безопасности и т.д.

К техническим мероприятиям относится соблюдение противопожарных норм и правил при проектировании электропроводки. Кабельных и воздушных линий, оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

Мероприятия режимного характера – запрещение курения в неустановленных местах, производство огневых работ в пожароопасных помещениях.

Эксплуатационными мероприятиями являются своевременные профилактические осмотры, ремонты и испытания оборудования.

В пожарную профилактику при монтаже буровой установки входят следующие мероприятия:

- устройство противопожарных резервуаров и преград;
- предусмотренные пути эвакуации людей в случае пожара;
- повышение огнестойкости помещений.

7.5 Экологическая безопасность

Воздействие РУ 6 кВ на окружающую среду состоит в следующем:

- ветошь, бытовые отходы;
- вышедшее из строя и отслужившее свой срок оборудование.

Для снижения негативного воздействия РУ на окружающую среду применяются следующие мероприятия:

- Вышедшее из строя оборудование складировается на специально отведенной, на территории куста площадке с последующей утилизацией.
- Вышедшие из строя ртутные осветительные приборы складировются в металлическом закрываемом контейнере, установленном в складе. В дальнейшем отработанные ртутные лампы сдаются на утилизацию.

Отходы собираются в специальные контейнеры на территории куста с последующим вывозом на специализированные полигоны для дальнейшей утилизации и хранения.

7.6 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) — состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определённой территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Основные причины возникновения чрезвычайных ситуаций:

- результаты стихийных бедствий и особо опасных инфекций;
- воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению или коррозии металлов, конструкций, сооружений и снижению;
- проектно-производственные дефекты сооружений (ошибки при изыскании и проектировании, низкое качество выполнения строительных работ, плохое качество

строительных материалов и конструкций, нарушения в технологии изготовления и строительства);

- воздействие технологических процессов промышленного производства на материалы сооружений (нагрузки, скорость, высокие температуры, вибрация);
- нарушение правил эксплуатации, сооружений и технологических процессов (вызывающих взрывы котлов, химических веществ, угольной пыли);
- нарушение правил техники безопасности при ведении работ и технологических процессов;
- ошибки, связанные с системой отбора руководящих кадров, низким уровнем профессиональной подготовки рабочих и специалистов и их некомпетентностью и безответственностью и т.д.

7.6.1 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Под устойчивостью работы объекта понимается способность объекта выполнять возложенные на него функции в условиях чрезвычайной ситуации, а также его приспособленность к дальнейшему выполнению своих функций в случае частичного повреждения.

Повышение устойчивости функционирования объекта в ЧС заключается в заблаговременной разработке и осуществлении комплекса инженерно - технических, организационных, экономических и прочих мероприятий, направленных:

- на предотвращение производственных аварий и катастроф;
- на снижение возможных потерь и разрушений от современных средств поражения, от вторичных факторов и стихийных бедствий;
- на создание условий для восстановления нарушенного производства в минимальные сроки;
- на обеспечение жизнедеятельности населения.

РУ 6/0,4 кВ буровой установки Уралмаш 4200/250 ЭК-БМЧ расположена на кустовой площадке Восточно Уренгойского месторождения. На этом предприятии и непосредственно в районе данного месторождения возможна ЧС техногенного характера связанная с выбросом в атмосферу газа метана. Надежная защита работающих является важнейшей задачей повышения устойчивости работы любого предприятия.

Для своевременного и точного обнаружения очага возникновения газового фактора на буровой установке в районе устья бурящейся скважины и емкостном блоке над системами очистки бурового раствора установлены датчики стационарного газоанализатора «СТМ-10», а также в емкостном блоке принудительная вытяжная вентиляция с дополнительным газоанализатором «Марш». При возникновении газопроявлений 20% НКПР (нижний концентрационный предел распространения горения) автоматически включается световая и звуковая сигнализации, а также включается принудительная вытяжная вентиляция. При возникновении газопроявлений на уровне 50% дополнительно над аварийными выходами загораются зеленые фонари «Выход», происходит голосовое оповещение о наличии газового фактора и необходимости покинуть помещение, происходит отключение электроэнергии в РУ 6/0,4 кВ по буровой установке и включается аварийное освещение. Весь персонал буровой установки покидает буровую по кратчайшему пути эвакуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассчитана сеть электроснабжения буровой установки «БУ-3000 ЭУК-1М».

В результате расчетов были определены:

- полная расчетная нагрузка буровой установки методом упорядоченных диаграмм: $P=483,4$ кВт; $Q=288,8$ кВАр; $I=856$ А., а также нагрузка потребителей напряжением 6 кВ: $P=1\,386$ кВт; $Q=253,2$ кВАр.
- полная суммарная нагрузка буровой установки в целом:

$P=1\,869,4$ кВт; $Q=542$ кВАр.

- Мощность компенсирующего устройства: $Q_{\text{ку.}}=695,8$ кВАр (при работе двух синхронных двигателей, 347,9 кВАр – при работе одного синхронного двигателя);
- полная расчетная мощность: $S=1\,839,83$ кВА.

Установка источника питания ДГУ в центре электрических нагрузок оказалась невозможной ввиду конструктивного исполнения буровой установки, ее расположения на кустовой площадке нефтяного месторождения.

Проведя технико-экономический расчет произвели выбор дизель-генераторных установок напряжением 6 кВ, т.к. на буровой установке применяются высоковольтные электродвигатели привода буровой лебедки и привода буровых насосов.

Электроснабжение буровой установки осуществляется от энергокомплекса дизель-генераторных установок, который находится на расстоянии 0,28 км от КРУНБ буровой установки. Питание её осуществляется по воздушной линии напряжением 6 кВ. Линия выполнена проводом АС-50. Электроприемники буровой установки являются потребителями третьей категории по надежности электроснабжения, поэтому устанавливается один силовой трансформатор ТМ-630-6/0,4. Питание трансформатора осуществляется кабельной линией напряжением 6 кВ марки КГЭхл.

На стороне 6 кВ на первой опоре от ДГУ установлен разъединитель РЛНД-10-400.

Произведен выбор высоковольтного оборудования в КРУНБ, а также вводного автоматического выключателя для ШР-1, расположенного в ячейке №1 КРУНБ и автоматических выключателей для силовых распределительных шкафов, магнитные пускатели для электроприемников. Выбраны кабели силовой и распределительной сети напряжением 0,4 кВ марки КГхл (медные жилы с резиновой изоляцией и резиновой оболочкой, гибкий). Медный гибкий кабель выбираем в связи с тем, что буровая установка находится на кустовой площадке и бурение скважин, как правило, продолжается от двух до восемнадцати месяцев, в зависимости от количества строящихся на площадке скважин, медный кабель типа КГ с резиновой изоляцией и оболочкой позволяет производить монтаж-демонтаж кабельных линий без замены кабеля практически неограниченное количество. Буровая установка после окончания бурения скважин на одной площадке полностью демонтируется и перевозится на другую площадку, на которой снова производится монтаж.

По результатам расчетов построены эпюры отклонений напряжения. Анализ эпюр показал, что отклонение напряжения не превышает нормативного $\pm 5\%$ (согласно ПУЭ).

По результатам расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ построена карта селективности действия аппаратов защиты, по которой видно, что все аппараты защиты работают селективно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Пособие к курсовому и дипломному проектированию по электроснабжению предприятий нефтяной и газовой промышленности. Учебное пособие для студентов специальности 180400 «Электропривод и автоматика промышленных установок и технологических комплексов» /Сост. Червяков Д.М., Ведерников В.А. Тюмень: ТюмГНГУ, 1996.

Электротехнический справочник: В 3-х т. Т. 2. Электротехнические устройства/ Под общ. ред. проф. МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского и др. - М.: Энергоиздат, 1986.

Справочник по электротехнике и электрооборудованию: Учеб. Пособие для вузов /Алиев И.И. - 3-е изд., испр. - М.: Высш. шк., 2002.

Червяков Д.М. Релейная защита и автоматика электроустановок нефтяной и газовой промышленности: Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 1998

on-line справочник по электрооборудованию -

<http://www.transform.ru/fabrication/producers/other/birzst8.htm>.

Вакуумная коммутационная техника серии TEL, Екатеринбург: 2002.

Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учеб. для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1986.

Каталог цифровых устройств релейной защиты НТЦ «Механотроника». - М.: НТЦ «Механотроника», 2004.

Смирнов А. Д. Справочная книжка энергетика. - М.: Энергоатомиздат, 1984.

Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования/ Под ред. Ю. Г. Барыбина. - М.: Энергоатомиздат, 1991г.

Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1988.

Блантер С.Г., Суд И.И. Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1980.

Моцохейн Б.И., Парфенов Б.М., Шпилевой В.А. Электропривод, электрооборудование и электроснабжение буровых установок. - Тюмень, 1999.

Меньшов Б.Г., Суд И.И. Электротехнические устройства буровых установок: Учеб. пособие для студ. вузов. спец. «Бурение нефтяных и газовых скважин». - М.: Высшая школа, 1986.

Панов Г.Е., Петряшин Л.Ф., Лысяный Г.Н. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. - М.: Недра, 1986.