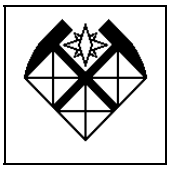
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ РФ



ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ имени Серго ОРДЖОНИКИДЗЕ

А.М. Лимитовский
В.А. Косьянов
А.М. Соловьев

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

учебно-методическое пособие
для студентов дневного, заочного и дистанционного обучения
специальности 08.07
“Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых”

Москва, 2011г.

А.М.Лимитовский, В.А.Косьянов, А.М.Соловьев. Методические указания и контрольные задания для студентов дневного, заочного и дистанционного обучения специальности: 08.07. “Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых” (Электрооборудование и электроснабжение геологоразведочных работ). РГГРУ, 2011 г.

Настоящие методические указания являются учебным пособием по одноименному курсу и предназначены для углубленного изучения дисциплины и выполнения студентами курсового проекта и раздела дипломного проекта по данному направлению. Приведены: учебная программа, развернутые методические указания по разделам курса, пояснения по расчетам как электропривода так электроснабжения геологоразведочных работ с обоснованием оптимальной системы энергообеспечения. Даются примеры расчетов и необходимый справочный материал для их выполнения.

Предназначены для студентов специальности 08.07 “Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых”. Могут быть использованы студентами горных специальностей.

ОГЛАВЛЕНИЕ:

1. Предисловие…… 4

2. Программа курса…….. 4

3. Методические указания по темам курса…… 8

4. Контрольные работы:

а) Контрольная работа №1:

Методические положения к расчетам…… 20

Пример №1…… 21

Задания к контрольной работе №1……. 23

б) Контрольная работа №2:

Методические положения к расчетам…… 24

Пример №2…… 29

Пример №3…… 35

Задания к контрольной работе №2……. 40

5. Приложение:

Справочный материал к расчетам…….. 42

Предисловие

Большинство механизмов и машин, используемых на геологоразведочных работах, имеют электрический привод, а вопросы технического прогресса и автоматизации в технологии буровых и горно-разведочных работ базируются на его основе. Поэтому специалист по технике разведки должен знать: теоретические основы и методы расчёты электропривода, энергоисточников, электроснабжения; конструкции и особенности электрооборудования и электроустановок, применяющихся при разведке месторождений; методы выбора оптимальных вариантов электроснабжения; вопросы экономного использования энергоресурсов, безопасной эксплуатации электрооборудования и систем электроснабжения.

Целью преподавания дисциплины "***Электрооборудование и электроснабжение геологоразведочных работ***" является ознакомление студентов с конструкциями и особенностями электрооборудования и электроустановок, применяющихся при разведке месторождений, изучение теоретических основ электроснабжения, методов расчёта и выбора оптимальных вариантов обеспечения электроэнергией геологоразведочных предприятий.

Вопросы, изучаемые в рассматриваемой дисциплине, базируются на таких курсах, как физика и электротехника, сама же она является основой циклов технологических курсов по бурению и проходке горно-разведочных выработок, а также автоматизации производственных процессов.

Предлагаемые ниже вопросы и задания охватывают весь основной материал курса и соответствуют утверждённой программе.

Программа

Введение.

Содержание курса ***"Электрооборудование и электроснабжение геологоразведочных работ"***, его значение и связь со смежными дисциплинами.

Краткая историческая справка об электрификация горных и геологоразведочных работ. Вклад русских учёных в развитие электрооборудования и электроснабжения промышленных предприятий. Преимущество электропривода по сравнению с двигателем внутреннего сгорания (ДВС), его роль в механизации трудоёмких процессов, обеспечении высокопроизводительного, высокоэкономичного и безопасного труда геологов при проведении разведочных выработок и бурении скважин.

Достижения отечественной промышленности в области электротехники.

Раздел I. Основы электропривода и электрооборудование геологоразведочных объектов.

Тема 1. Условия эксплуатации и конструктивные особенности электрооборудования геологоразведочных работ.

Понятие об электрооборудовании геологоразведочных партий, его назначение и классификация.

Условия эксплуатации электрооборудования на геологоразведочных предприятиях и предъявляемые к нему требования. Виды исполнения электрооборудования. Выбор оборудования с учётом окружающей среды. Рудничное электрооборудование.

Тема 2. Основы электропривода.

Понятие об электроприводе. Основное уравнение движения привода. Приведение моментов к валу двигателя. Свойства, механические характеристики и области применения асинхронных, синхронных двигателей и двигателей постоянного тока. Управление электроприводом: пуск, торможение, регулирование частоты вращения. Нагрев и охлаждение двигателей. Классы изоляции. Режимы работы и расчёт мощности электропривода. Эксплуатационные свойства электродвигателей.

Тема 3. Оборудование электропривода.

Электродвигатели, классификация, серии. Назначение и классификация электрической аппаратуры электропривода. Виды электрической защиты. Аппаратура ручного, полуавтоматического и автоматического управления. Электрические схемы электропривода и принципы их построения. Принципы автоматического управления электроприводом. Магнитные пускатели и станции управления общепромышленного исполнения. Рудничная аппаратура управления. Бесконтактные коммутационные устройства. Монтаж и эксплуатация оборудования электропривода.

Тема 4. Системы электропривода машин и механизмов геологоразведочных работ.

Виды геологоразведочного оборудования с электроприводом. Электрооборудование и схемы управления буровых станков с асинхронным приводом. Электрооборудование и принцип построения схем буровых станков с плавно-регулируемым приводом. Электрооборудование горно-механических установок и схемы их управления. Электрооборудование и схемы управления горнопроходческих машин. Электрооборудование вспомогательного производства на базе геологоразведочных экспедиций. Электрическое освещение и отопление.

Раздел II. Электроснабжение геологоразведочных работ.

Тема 5. Системы электроснабжения геологоразведочных предприятий и основы их технико-экономического расчёта.

Определение систем электроснабжения, их классификация и принципиальные схемы. Категории электро–приёмников. Общие сведения по экономической оценке систем электроснабжения геологоразведочных работ. Обоснование оптимального варианта электроснабжения применительно к конкретным условиям.

Тема 6. Электрические нагрузки.

Определение электрических нагрузок. Графики нагрузок и параметры, характеризующие режимы работы электроустановок. Способы определения расчётных нагрузок. Определение расхода электроэнергии.

Тема 7. Электрические сети.

Понятие об электрической сети. Воздушные линии электропередач с голыми и изолированными проводами. Кабельные линии и области их применения. Токопроводы и электропроводки. Расчёт электрических сетей.

Тема 8. Трансформаторные подстанции и распределительные устройства.

Назначение подстанций и распределительных устройств. Уровни напряжения. Силовые и измерительные трансформаторы. Коммутационная и защитная аппаратура подстанций и распределительных устройств. Схемы и устройство подстанций и распредустройств. Расчёт мощности подстанций и выбор оборудования.

Тема 9. Электростанции на геологоразведочных работах.

Классификация электростанций. Требования, предъявляемые к дизельным электростанциям (ДЭС). Синхронные генераторы ДЭС, автоматическое регулирование их напряжения. Бензоэлектрические агрегаты. Дизель-электрические агрегаты. Включение дизель-генераторов на параллельную работу. Автоматизация дизель- электрических агрегатов. Передвижные электростанции. Выбор и эксплуатация дизельных электростанций. Перспективные энергоисточники для геологоразведочных экспедиций.

Тема 10. Режимы работы электрических сетей.

Режимы работы сетей и режимы нейтрали. Уровни потерь и регулирование напряжения. Короткие замыкания в электрических сетях и их расчёт для выбора аппаратуры. Компенсация реактивной мощности и тарификация электроэнергии.

Тема 11. Защита систем электроснабжения.

Основы релейной защиты. Классификация и устройство реле защиты. Виды релейной защиты. Защита элементов электрических сетей ***АПВ*** и ***АВР***.

Тема 12. Защита от поражения электрическим током в условиях геологоразведочных работ.

Действие электрического тока на организм человека. Защитные мероприятия от поражения электрическим током на действующих предприятиях. Устройство заземлений и занулений и их расчёт. Организация безопасного обслуживания электроустановок на геологоразведочных работах.

Тема 13. Рациональное использование электрооборудования и совершенствование электроснабжения геологоразведочных работ.

Основные направления рационализации и совершенствования, энергосбережения.

Основная литература.

1. А.М. Лимитовский, В.А. Косьянов - Электрооборудование и электроснабжение геологоразведочных работ. Учебник. М. РУДН. 2009. 345 стр.

2. А.М. Лимитовский - Расчёт электроснабжения геологоразведочных работ. М. МГРИ.1988.

3. А.М. Лимитовский - Электрооборудование и электроснабжение геологоразведочных работ. Методические указания и контрольные задания. М. 2000.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ТЕМАМ КУРСА.

В скобках приведены страницы учебника 1, где изложен данный материал.

Раздел I. Основы электропривода и электрооборудование геологоразведочных объектов.

Тема 1. Условия эксплуатации и конструктивные особенности электрооборудования геологоразведочных работ (7-12).

Используемое на геологоразведочных работах электрооборудование можно подразделить по: назначению, условиям эксплуатации и исполнению.

Условия эксплуатации электрооборудования на геологоразведочных работах имеют ряд особенностей: передвижной характер, рассредоточенность объектов, влияние атмосферных воздействий, ограниченность рабочего пространства при ведении горно-разведочных работ, сложные транспортные условия, удалённость от централизованных энергосистем. Отмеченное свидетельствует о сложности и повышенной опасности эксплуатации электрооборудования в этих условиях и предопределяет особые требования к электрооборудованию: транспортабельность, лёгкость монтажа, закрытое исполнение. На геологоразведочных работах используется электротехническое оборудование как общепромышленного, так и рудничного исполнения. Последние включает в себя и взрывобезопасное оборудование (РВ), являющееся более тяжелым и дорогим.

В результате изучения данной темы студенты должны :

- знать особенности эксплуатации электрооборудования в полевых условиях, виды электрооборудования и его исполнение;
- понимать влияние условий эксплуатации на выбор рационального оборудования;
- уметь выбрать оборудование для конкретных условий.

Тема 2. Основы электропривода (13 – 58).

Электропривод – электромеханическое устройство, преобразующее электрическую энергию в механическую и состоящее из двигателя, аппаратуры управления и передаточного устройства. Электропривод и рабочая машина представляют собой единую электромеханическую систему, движение которой подчинено общим законам динамики, выражаемым уравнением движения электропривода.

$M = M_c \pm M_{дин} = M_c \pm j \cdot d\omega / dt,$

где M – вращающий момент на валу двигателя, $Н \cdot м$;

M_c, $M_{дин}$ – моменты статического и динамического сопротивления, $Н \cdot м$;

j – приведённый момент инерции, $Н \cdot м \cdot с^2$;

$d\omega / dt$ – угловое ускорение, $рад/с^2$.

Мощность на валу у двигателя определяется по приведённому статистическому методу. $P=M_c \cdot \omega$, где

$M_c=M_м/\eta \cdot i$ – приведённый статистический момент, $Н \cdot м$;

ω – угловая скорость, *рад/с*;

η – *КПД* передачи;

i – передаточное число редуктора;

$M_м$ – момент на валу машины.

В электроприводе машин используются асинхронные, синхронные двигатели и двигатели постоянного тока. Свойства их отражаются механической характеристикой- зависимостью развиваемого момента от ряда параметров (напряжения, сопротивлений в цепях, частоты). Графически механические характеристики показывают изменение частоты вращения от момента сопротивления на валу. Наибольшее распространение получили асинхронные двигатели, имеющие наиболее простое устройство, высокий кпд. Развиваемый ими момент находится в квадратичной зависимости от напряжения и изменяется при введении в цепь ротора сопротивления (двигатели с фазным ротором). Асинхронные двигатели обладают значительной перегрузочной способностью (2) и относительно невысоким пусковым моментом. Запуск их производится как при пониженном напряжении (с целью снижения пусковых токов), так и при номинальном его значении. Частота вращения асинхронных двигателей изменяется в соответствии с зависимостью $n_2=(60f/p)(1-s)$ путём изменения частоты тока f, числа пар полюсов p, скольжения s. Изменение направления вращения осуществляется переключением любых двух фаз на клеммах двигателя. Электрическое торможение может быть выполнено одним из трёх способов: генераторным, динамическим и противовключением.

Синхронный двигатель отличается от асинхронного тем, что к ротору его в процессе работы подводится постоянный ток. Частота вращения ротора его равна частоте вращения магнитного поля статора $n_1=n_2=60\,f\,/\,p$ и определяется частотой тока сети f и числом пар полюсов p.

Характеристика синхронного двигателя представлена прямой параллельной оси моментов, т.е. частота вращения не зависит от нагрузки на валу. Синхронные двигатели имеют большую в 1,5 раза перегрузочную способность и меньшую зависимость от уровня напряжения, чем асинхронные. Одним из главных преимуществ синхронных двигателей является возможность работы с опережающим $\cos \varphi$. К числу главных недостатков синхронных двигателей относятся необходимость иметь два рода тока и сложность регулирования частоты вращения. Запускаются они так же, как асинхронные, а основной тормозной режим – динамический. Применяются синхронные двигатели в приводе крупных стационарных установок с постоянной частотой вращения.

Двигатели постоянного тока в зависимости от схемы питания обмоток возбуждения подразделяются на двигатели с параллельным, последовательным и смешанным возбуждением, что существенно различает их по характеристике. Частота вращения двигателей постоянного тока регулируется тремя способами: изменением сопротивления в цепи якоря, магнитного потока и подводимого

напряжения. Пуск производится с помощью введения сопротивления в цепь якоря, что обеспечивает плавность и ограничивает пусковой ток. Торможение электродвигателей постоянного тока производится теми же способами, что и торможение асинхронных двигателей. Реверсирование достигается изменением полярности питающих проводов на клеммах обмотки якоря. Основное преимущество двигателей постоянного тока – возможность плавного регулирования частоты вращения в широком диапазоне, что обусловливает их применение в плавно регулируемом приводе буровых установок и транспортных средств. К недостаткам их относятся: необходимость иметь преобразовательные устройства переменного тока в постоянный, меньшая надёжность в работе и более сложная конструкция, что ограничивает их применение на геологоразведочных работах.

Различают три режима работы, с учётом которых выбирают мощность двигателя: длительный, кратковременный и повторно-кратковременный.

В результате изучения данной темы студенты должны:

- знать структуру и классификацию электропривода, устройство, принцип действия и характеристики электродвигателей, преимущества и недостатки, приёмы пуска, торможения и изменения частоты вращения;
- понимать сущность основного динамического уравнения электропривода, приведения моментов к валу двигателя, уравнения теплового баланса;
- уметь рассчитать мощность электродвигателя при различных режимах работы, ориентироваться в паспортных данных электрических машин; выбрать двигатель применительно к заданным технологическим условиям, включить в сеть электродвигатели, обеспечить регулировку их параметров.

Тема 3. Оборудование электропривода (59-98).

Электродвигатели, их классификация по роду тока, напряжению, степени защиты, мощности, быстроходности, конструктивному исполнению. Электродвигатели общего и специализированного назначения, их серии и марки.

Электрическая аппаратура является также составной частью электропривода. Она классифицируется по: назначению (аппаратура управления и защиты), величине напряжения (до и выше 1000 *В*), способу управления (ручного, автоматического), виду исполнения (открытая, защищённая, закрытая, взрывобезопасная), принципу действия (электромагнитная, индукционная, электронная), способу коммутации (контактная, бесконтактная).

Аппаратура защиты предназначена для отключения цепей при нарушении нормального режима работы. Наиболее распространёнными видами защиты являются: максимальная (от коротких замыканий), минимальная (от падения напряжения), тепловая (от токовых перегрузок), от утечек (нарушение

изоляции). Перечисленные виды защиты обеспечиваются специальными реле соответствующего названия.

Аппаратура ручного управления представлена рубильниками, пакетными включателями, реостатами, контроллерами; аппаратура полуавтоматического управления – автоматическими воздушными выключателями; аппаратура автоматического управления – контакторными электромагнитными устройствами или бесконтактными пускателями на базе тиристорных устройств.

Выбор аппаратуры производится по номинальным значениям тока и напряжения. Величина уставки срабатывания I_y определяется в соответствии с зависимостью

$$\dot{I}^{(2)}_{кз} \geq I_y \geq [(1{,}5 \div 1{,}8) \cdot I_n + \sum I_н],$$

где $\dot{I}^{(2)}_{кз}$ - ток двухфазного короткого замыкания в месте установки аппарата;

$\dot{I}_n$ - пусковой ток двигателя наибольшей мощности;

$\sum \dot{I}_н$ - номинальный ток остальных потребителей, питаемых через этот аппарат.

Подключение потребителей к питающей сети производится по схемам, представляющим собой графические изображения электрических цепей, содержащих условные обозначения элементов и показывающих их взаимодействие. Различают структурные, функциональные, принципиальные, монтажные схемы, которые строятся по определённым правилам с использованием соответствующих **ГОСТов**. В схемах выделяются силовые и вспомогательные цепи (управления, сигнализации). В установках рудничного исполнения последние выполняются напряжением до 36 *В*. Главным способом управления электроприводом является контакторное управление.

Монтаж и эксплуатация электрооборудования производится в соответствии с **Правилами устройства электроустановок**, **Правилами техники безопасности, Правилами технической эксплуатации**.

В результате изучения данной темы студенты должны:

- знать классификацию и устройство двигателей и электрической аппаратуры защиты и управления, условные обозначения и правила построения электрических схем, особенности аппаратуры рудничного исполнения, безопасной эксплуатации;
- понимать принципы действия аппаратуры защиты, контакторных устройств и аппаратов бесконтактного управления, принципы построения электрических схем;
- уметь выбрать аппараты управления и рассчитать ток уставки; подключить посредством аппаратуры электропотребители и управлять ими; читать электрические схемы.

Тема 4. Системы электропривода машин и механизмов геологоразведочных работ и схемы их управления (99-156).

Многообразие условий и методов разведки месторождений обусловливает конструктивное разнообразие применяемого оборудования и принципов управления электроприводом.

На геологоразведочных работах находят применение следующие группы оборудования с электроприводом:

- станки для бурения скважин различными способами;
- горно-механическое оборудование, включающее в себя компрессоры, водоотливные, вентиляторные, подъемные установки;
- горнопроходческое оборудование представленное буровыми свёрлами, погрузочными машинами, скреперными и конвейерными установками, шахтными электровозами;
- электрооборудование электромеханических мастерских, котельных, глиностанций и пр.

Каждый из указанных видов оборудования предъявляет определённые требования к электроприводу, способам его монтажа, управления, защиты. Требования эти в зависимости от технологии могут существенно меняться. Так буровые станки, работающие в длительном режиме при переменной нагрузке, комплектуются обычно асинхронными электродвигателями, управляемыми контакторной аппаратурой. При большой глубине бурения изменения нагрузок возрастают, что предопределяет переход на станки с автоматизированным плавнорегулируемым приводом. Горно-механические установки характеризуются длительным режимом работы, постоянной нагрузкой, не требуют реверсирования и частых запусков. Поэтому в их приводе используются асинхронные короткозамкнутые двигатели с контакторным управлением и защитой автоматическими выключателями.

Горнопроходческие машины работают в длительном режиме с резко переменной нагрузкой, при переходных процессах. В их приводе используются асинхронные двигатели рудничного исполнения с повышенной перегрузочной способностью. Аппаратура управления их представлена рудничными магнитными пускателями и фидерными автоматическими выключателями.

Следовательно, большинство машин и механизмов геологоразведочной отрасли имеют асинхронный привод с контакторным управлением. Исключение составляют стационарные подъёмные установки, в приводе которых используются двигатель с фазным ротором, электровозы с приводом на постоянном токе и крупные компрессорные и вентиляторные установки, приводимые в действие синхронными двигателями.

Большинство рассматриваемых машин и механизмов работают круглосуточно, что обусловливает необходимость эффективного освещения, которое должно быть выполнено в соответствии с требованиями и нормами освещённости, используя при этом рекомендуемые методы расчёта (удельной мощности, коэффициента использования светового потока или точечный метод).

Завершая изучение данной темы, студенты должны:

- знать принципиальные схемы приводов машин и механизмов геологоразведочных работ; устройство и расчёт электрического освещения и обогрева;
- понимать принцип построения схем привода;
- уметь читать схемы привода и самостоятельно составлять их для конкретных управляемых вручную установок, рассчитать освещение и обогрев.

Раздел II. Электроснабжение геологоразведочных работ.

Тема 5. Системы электроснабжения геологоразведочных предприятий (157-164).

Системы электроснабжения, представляющие собой устройства для производства, передачи и распределения электроэнергии, имеют сложные условия эксплуатации на геологоразведочных работах, что связано с их удалённостью, передвижным характером работ, сложными транспортными и тяжёлыми климатическими условиями.

Надёжность системы электроснабжения определяется категорией потребителя. Выделяют три категории потребителей. Классифицируются системы электроснабжения по ряду признаков: источнику поступления электроэнергии, месторасположению энергоисточников, характеру их эксплуатации, способу распределения энергии и др.

По этой теме студенты должны:

- знать системы электроснабжения, их классификацию, особенности, категории;
- понимать принцип построения систем электроснабжения;
- уметь предварительно обозначить возможные варианты систем электроснабжения для конкретных условий геологоразведочных работ.

Тема 6. Электрические нагрузки (164-175).

Электрическая нагрузка - величина мощности, потребляемой приемниками электроэнергии. Различают значения номинальной (паспортной), средней и максимальной мощности. Для выбора мощности энергоисточника пользуются понятием расчетной мощности – длительной неизменной нагрузки, эквивалентной ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому режиму. Изменение нагрузки во времени изображается графиками нагрузки. Используются сменные, суточные и годовые графики нагрузок, по которым определяется ряд расчетных энергетических параметров таких, как средняя мощность, коэффициенты: мощности, заполнения графика, максимума, использования, спроса. Ряд указанных параметров используется для определения расчетной мощности. Так, по методу упорядоченных диаграмм расчетная мощность P_p определяется:

$P_р = P_н \cdot к_и \cdot к_м$, где $P_н$ - номинальная мощность потребителей;

$к_и$ - коэффициент использования;

$к_м$ – коэффициент максимума.

Выбор трансформатора ведется по полной расчетной мощности $S_р$.

$S_р = P_р / cos\varphi$, $кВ \cdot А$,

где $cos\varphi$ - коэффициент мощности.

Годовой расход энергии W определяется произведением средней мощности $P_с$ на число часов работы силовых приемников $T_г$ в год.

$W = P_с \cdot T_г$

По изучению этой темы студенты должны

- знать определения нагрузок, энергетических параметров, методы расчета нагрузок и выбора энергоисточников;
- понимать принцип построения графиков нагрузок и определения по ним энергетических параметров;
- уметь определять расчетные нагрузки и выбирать по ним энергоисточники.

Тема 7. Электрические сети (176-197).

Электрическая сеть – совокупность подстанций и линий, предназначенных для передачи распределения электрической энергии потребителям.

Подразделяются сети по назначению (питающие, распределительные), по роду тока (постоянного, переменного), уровню напряжения (до и выше 1000 *В*), схеме выполнения (разомкнутые, замкнутые), способу прокладки (воздушные, кабельные).

Воздушные линии – конструкции, состоящие из проводов, опор, изоляторов и разрядников. Характеризуются они параметрами: пролетом , габаритом, стрелой провеса. Кабели – изделия, состоящие из изолированных проводов, заключенных в общую герметическую оболочку. Кабели бывают бронированными (для стационарной прокладки) и в резиновой оболочке (для передвижных работ).

Расчет сечения проводов линий электропередач производится по:

1) условиям нагрева $\dot{I}_р = P_р / \sqrt{3} \cdot U cos\varphi$;
2) потерям напряжения $\Delta U = \dot{I}_р L(R_о cos\varphi + X_о sin\varphi)$;
3) экономическому фактору $s_{эк} = \dot{I}_р / j$.

где $\dot{I}_р$ - расчетный ток, по которому выбирают сечение, *А*;

ΔU - уровень потерь напряжения, *В*;

L - расстояние передачи, *км*;

$(R_с cos\varphi + X_о sin\varphi)$ – расчетное сопротивление, *Ом/км;*

j - экономическая плотность тока, $А/мм^2$.

По этой теме студенты должны:

- знать определение, классификацию и устройство электрических сетей;
- понимать принципы выбора, методы их расчета и построение воздушных и кабельных линий в зависимости от конкретных условий;

- уметь рассчитать электрическую сеть.

Тема 8. Трансформаторные подстанции и распределительные устройства (198 – 229).

Трансформаторная подстанция – электрическая установка для приема, преобразования и распределения электроэнергии между потребителями. Бывают понижающие и повышающие подстанции. Подстанции включают в себя трансформаторы и распределительные устройства высокого и низкого напряжения. Силовые трансформаторы могут быть трех – и однофазными, двух – и трех–обмоточными. Их марка отражает фазность, мощность и напряжение с высокой стороны, например, *ТМ 250/10* (трехфазный, масляный, мощностью 250 *кВ·А*, напряжение 10*кВ*). Перед включением в сеть трансформатора надо знать не только его мощность и уровни напряжения, но и – схему и группу. Распредустройства с высокой стороны включают в себя аппаратуру управления и защиты выше 1000 *В*, представленную разъединителями, масляными выключателями, выключателями нагрузок и др. Распределительное устройство с низкой стороны комплектуется обычно автоматическими воздушными выключателями для присоединения отходящих фидеров. Часто распределительные устройства выполняются в виде шкафов, комплектных распределительных устройств. В зависимости от месторасположения подстанции могут быть открытыми, закрытыми, комплектными, подземными. Последние комплектуются рудничным оборудованием и размещаются в камерах на свежей вентиляционной струе.

Расчет подстанции сводится к определению мощности силового трансформатора, составлению схемы и выбору соответствующего оборудования с высокой и низкой стороны.

Мощность трансформатора находится по формуле

$S_{тр} = P_p / \cos\varphi = \sqrt{3} \cdot I \cdot U$, *кВ·А*.

Трансформатор может быть выбран с перегрузкой до 25%.

По теме *N 8* студенты должны:

- знать назначение, устройство и схемы подстанций и распредпунктов;
- понимать принцип действия и комплектации всех элементов подстанции;
- уметь рассчитать мощность подстанции и выбрать оборудование.

Тема 9. Электростанции на геологоразведочных работах (230 – 269).

В отдалённых районах при ведении геологоразведочных работ основным энергоисточником являются дизельные электростанции. Они классифицируются по: назначению (силовые, осветительные, зарядные), способу эксплуатации (передвижные, полустационарные и стационарные); мощности (до 50, от 50 до 500, свыше 500 *кВт*), роду тока (постоянного, переменного), степени автоматизации (1, 2, 3). Электростанции должны отвечать ряду требований: быть легкими, устойчиво работать в тяжелых

условиях, обеспечивать качественные параметры энергии, позволять запуск двигателей мощностью до 70 % от её номинала и др. Генераторы-электростанции бывают с машинным и статическим возбуждением с автоматическим регулированием напряжения. Важным условием является возможность включения их на параллельную работу посредством синхронизации. В условиях поиска месторождений в качестве энергоисточников могут использоваться карбюраторные бензоэлектрические агрегаты мощностью от 1 до 12 *кВт* или передвижные дизельные станции на колесном или санном основании мощностью от 5 до 500 *кВт*. Марка дизельной электростанции включает в себя буквенное обозначение, мощность, фазность и уровень напряжения: *ЭСД- 20-Т400* (20 *кВт*, трёхфазный ток ,напряжением 400 *В*). Для условий геологоразведочных работ определенный интерес представляют как перспективные энергоисточники ветровые, малые гидравлические и атомные электростанции.

По этой теме студенты должны:

- знать классификацию, требования ,устройство и схемы дизельных электростанций, способы их пуска на параллельную работу и основы автоматизации;
- иметь представление об эксплуатации электростанций и использовании перспективных энергоисточников;
- уметь рассчитать мощность и выбрать необходимый энергоисточник для конкретных условий.

Тема 10. Режимы работы электрических сетей (270 – 283).

Режим работы системы электроснабжения определяется уровнем напряжения, нагрузкой в линиях, сопротивлением изоляции и способом соединения нейтрали с землей. По состоянию этих параметров различают три режима работы сетей:

- нормальный (отклонения параметров не выходят за пределы);
- временно допустимый (кратковременные отклонения параметров);
- аварийный (резкое отклонение).

Наибольшую опасность представляет аварийный режим при коротких замыканиях, которые могут возникнуть по разным причинам и могут быть одно-двух и трёхфазными. При этом важен режим нейтрали глухозаземленной или изолированной, ибо в последнем случае однофазного замыкания не бывает. Поэтому в подземных условиях и при передвижном характере работ система с заземленной нейтралью не разрешена. Расчет короткого замыкания необходим для выбора аппаратуры. Он может выполняться в абсолютных или относительных единицах. Аппаратура должна выдержать короткое замыкание в непосредственной близости от энергоисточника и отключить линию при замыкании в отдаленных точках.

При нормальном режиме работы для поддержания напряжения на требуемом уровне целесообразна компенсация реактивной мощности посредством использования конденсаторных батарей.

По теме студенты должны:

- знать режимы работы сетей, режимы нейтрали, методы расчета токов короткого замыкания и компенсации реактивной мощности;
- иметь представление об уровнях регулирования напряжения, способах повышения $cos\ \varphi$ и тарификации электроэнергии;
- уметь рассчитать токи короткого замыкания и выбрать с их учетом оборудование.

Тема 11. Защита систем электроснабжения (283 – 297).

При возникновении аварийных режимов в электрических сетях они должны быть отключены, для чего используется релейная защита линий. К аппаратуре релейной защиты предъявляются требования быстродействия, селективности, надежности, чувствительности, простоты использования. Применяемые при защите реле классифицируются по способу включения (первичные, вторичные), взаимодействия (прямого, косвенного), назначению (основные, вспомогательные), источнику реагирования (токовые, напряжения, мощности, газовые), принципу действия (электромагнитные, индуктивные, электронные и др.). Различают максимальную защиту (отсечка, использование реле времени, дифференциальная защита), защиту от перегрузок; защиту от понижения напряжения, защиту от однофазных замыканий на землю.

Релейная защита линий электропередач используется главным образом при напряжении 35 *кВ* и выше. При напряжении $6 \div 10$ *кВ* применяют в качестве максимальной защиты плавкие предохранители, а защиты от грозовых перенапряжений - разрядки.

По теме студенты должны:

- знать область применения, виды релейной защиты и требования, предъявляемые к ней;
- иметь представление о принципах действия и схемах устройства защиты;
- уметь разбираться в схемах релейной защиты.

Тема 12. Защита от поражения электрическим током на геологоразведочных работах (298 – 313).

Условия ведения геологоразведочных работ характеризуются повышенной опасностью поражения электрическим током, что связано как с передвижным характером работ, так и влиянием атмосферных воздействий. На исход электротравматизма влияют кроме внешней среды, величина напряжения, род и частота тока, продолжительность его воздействия. Поражение электрическим током возможно при прикосновении к открытым токоведущим частям или оборудованию с неисправной изоляцией.

Важнейшие мероприятия от поражения электрическим током могут быть сведены к следующим:

- защита от прикосновения к токоведущим частям;

- устройство заземлений;
- защитное разделение сетей на несколько участков;
- защитные отключения установок при возникновении опасности;
- постоянный контроль изоляции;
- блокировка аппаратов и ограждений для предотвращения ошибочных операций;
- использование защитных средств;
- своевременная ревизия и ремонт оборудования;
- регулярный контроль знаний техники безопасности;
- четкое выполнение организационных мероприятий по безопасности (снятие напряжения при ремонте, установка плакатов и др.).

Только совокупное выполнение всех мероприятий позволит обеспечить безопасность ведения работ на электроустановках.

По теме студенты должны:

- знать действие электрического тока на организм человека, приемы оказания первой помощи, защитные мероприятия от поражения электрическим током;
- иметь представление об организации безопасного обслуживания электроустановок;
- уметь организовать эксплуатацию электроустановок в соответствии с Правилами электробезопасности, рассчитать заземления, оказать первую помощь пострадавшему.

Тема 13. Экономическая оценка систем энергообеспечения геологоразведочных работ (314 – 329).

Выбор оптимальной системы электроснабжения зависит от многих факторов и производится на основе технико-экономического сравнения возможных вариантов по минимуму затрат за сравниваемый период времени по формуле

$$З=–К–К_о–Ц–И+D+E+A,$$

где $К$ - капиталовложения по варианту;

$К_о$- необходимый начальный оборотный капитал (в основном запас топлива);

Ц – стоимость подключения к районной ЛЭП,

$И$ - стоимость текущих затрат, включающих зарплату, энергию и пр.

$$И = И_к \cdot (1-(1+i)^{-n}) / i ,$$

где $И_к$ - текущие эксплуатационные затраты за принятый временной интервал (квартал или месяц);

n - количество временных интервалов в сравниваемом периоде времени;

i - ставка альтернативного вложения (квартальная, месячная);

D - остаточная стоимость оборудования, приведенная к исходному моменту

$$D=K \cdot (1-pn) / (1+i)^n ,$$

где p - коэффициент амортизации оборудования;

E- экономия на налоге на прибыль в связи с текущими затратами

$$E = И_к \cdot C \cdot (1-(1+i)^{-n}) / i,$$

где C - ставка налога на прибыль (в долях единицы);

В примере расчета считаем $E-И= (C-1) \cdot И_к \cdot (1-(1+i)^{-n}) / i$

A - экономия на налоге на прибыль в связи с амортизационными отчислениями

$$A=К \cdot p \cdot C \cdot (1-(1+i)^{-n}) / i.$$

Приведенные к начальному моменту затраты ($З$) рассчитываются по каждому из возможных вариантов электроснабжения.

При технико-экономическом сравнении систем следует выделять в первую очередь четыре базовых варианта электроснабжения:

* от государственной сети;
* от единой центральной дизельной электростанции;
* от нескольких централизованных энергоисточников;
* от передвижных электростанций.

При ведении расчётов целесообразно использовать ЭВМ.

По этой теме студенты должны:

- знать методические основы технико-экономического обоснования оптимальной системы энергообеспечения при ведении геологоразведочных работ в современных условиях;
- понимать принцип построения математических моделей затрат по базовым вариантам энергообеспечения;
- уметь рассчитать и выбрать оптимальный вариант системы энергоснабжения.

Тема 14. Стратегическая направленность и совершенствование энергетики геологоразведочных работ в современных условиях.

В настоящее время в связи с глубокими структурными преобразованиями в энергетике проявляется тенденция более широкого использования изолированных систем энергообеспечения. На первые позиции выдвигается локальное комплексное энергообеспечение буровых работ с использованием вторичных и возобновляемых энергоресурсов. Рекомендуется освоение энерготехнологических комплексов бурения (ЭТКБ), позволяющих вести технологические операции с минимальными энергозатратами.

Эффективное использование электрооборудования в буровых энергоустановках ЭТКБ предусматривает в первую очередь рациональное сочетание их по нагрузке с унифицированными энергоисточниками:

Установка	**УКБ 4**	**УКБ 5**	**УКБ 7**
Электростанция	**ДЭС-75**	**ЭСД-100**	**ЭСД–100**

Основные направления в области энергосбережения и охраны природы: оптимизация и совершенствование энергоснабжения, использование вторичных и возобновляемых энергоресурсов, изыскание нетрадиционных

энергоисточников, модернизация энергетического оборудования, внедрение комплекса организационно- технических мероприятий.

Контрольные работы

Одним из основных видов занятий для студентов-заочников специальности ЗРТ по курсу "***Электрооборудование и электроснабжение геологоразведочных работ***" является выполнение контрольных работ. Предлагаемые ниже задания охватывают весь основной материал курса по двум разделам: первая контрольная работа включает в себя вопросы, связанные с расчетом электропривода, а вторая - электроснабжения. Приступать к выполнению работ следует после изучения необходимого материала по соответствующему разделу. При оформлении контрольных работ следует привести все необходимые расчетные формулы и электрические схемы с принятыми условными и буквенными обозначениями. Каждый этап решения должен иметь пояснения. На титульном листе контрольной работы должны быть указаны наименование университета и факультета, фамилия, инициалы и шифр студента. В конце работы необходимо привести список используемой литературы и дату окончания работы.

Контрольная работа N 1.

Условие задачи:

Определить необходимую мощность двигателя для привода редукторного механизма, выбрать двигатель, аппаратуру защиты и управления, составить принципиальную схему управления. Конкретные данные (нагрузочная диаграмма, частота вращения вала машины, условия работы) приведены в таблице.

Пояснения к расчетам:

Выбор двигателя – ответственный этап проектирования электропривода, т.к. электродвигатель в основном определяет его технико-экономические качества. При этом основными исходными данными являются требуемые моменты, которые должны быть приложены к валу механизма, т.е. необходимо иметь нагрузочные диаграммы $P = f(t)$ или $M = f(t)$, которые могут быть заданы в виде графика или таблицы.

Поскольку в конкретных задачах нагрузка переменна, то первоначально определяется эквивалентный момент $M_э$ (или мощность) на валу машины, которые затем приводятся к валу двигателя.

$$M_э = \sqrt{\sum_{к=1}^{к=n} M_к^2 t_к / t_ц}\ , \quad M_д = M_э / i \cdot \eta_р,$$

где $M_к$ - значение моментов в определенное время $t_к$;

$t_ц$ - время цикла;

i, $\eta_р$ - соответственно передаточное число и *КПД* редуктора:

$$P_д = M_д \cdot n / 9550 \ \ кВт$$

По $P_д$ и требуемой частоте вращения выбирается двигатель и выписываются его паспортные данные, в том числе и перегрузочная способность.

$\lambda = M_{мах} / M_н$.

где: M_{max} , $M_н$ –соответственно максимальный и номинальный момент двигателя.

Зная максимальный момент, развиваемый двигателем, проверяют его на перегрузку: значение $M_{мах}$ должно быть больше максимального значения момента по диаграмме.

Если режим работы повторно-кратковременный, то мощность двигателя корректируют по *ПВ* – продолжительности включения .

$ПВ_1 = t_р / t_ц$; $P_{дпк} = P_д \cdot \sqrt{ПВ_1} / \sqrt{ПВ_2}$,

где: $t_р$ - время работы без пауз;

$t_ц$ - время работы с паузами;

$ПВ_1$ - продолжительность включения расчетная ,а $ПВ_2$-полученная по каталогу.

Выбор аппаратуры защиты и управления производится по номинальным значениям тока и напряжения.

Выбор уставки аппарата производится по пусковому току $I_{пуск}$:

$I_н = P_н / \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi$; $I_{пуск} = I_н \cdot \kappa_к$,

где: $\kappa_к$ - коэффициент пусковой кратности (для короткозамкнутых двигателей $\kappa_к$ = 5–6). $P_н$ –номинальная мощность двигателя, кВт. U – напряжение, кВ.

Пример 1:

Исходные данные: M_1 =1000 *Н·м*; M_2 = 600 *Н·м*; t_1 = 10*с*; t_2 = 40*с*; $t_п$ = 40*с*; n = 30; i = 32.

Решение:

Поскольку указано время паузы между включениями, то режим повторно-кратковременный.

Определяем эквивалентный момент за рабочее время:

$M_э = \sqrt{M_1^2 t_1 + M_2^2 t_2} / \sqrt{t_1 + t_2} = \sqrt{1000^2 \cdot 10 + 600^2 \cdot 40} / \sqrt{10 + 40} = 698\ Н \cdot м$

Зная передаточное число редуктора и приняв КПД передачи η = 0.8, находим момент, приведенный к валу двигателя: $M_д = M_э / i \cdot \eta = 698{,}6 / 32 \cdot 0{,}8 = 27{,}28\ Н \cdot м$

Определяем мощность двигателя, если бы он работал в длительном режиме:

$P_д = M_д \cdot n / 9550$,

где число оборотов n выбираемого двигателя должно быть равно $n = i \cdot n_м = 30 \cdot 32 = 960$ *об/мин* т.е. требуется выбирать асинхронный двигатель с синхронным числом оборотов *1000 об/мин*..

$P = 27{,}28 \cdot 960 / 9550 = 2{,}742$ *кВт.*

Для определения мощности двигателя, работающего в повторно-кратковременном режиме, находим *ПВ*: $ПВ_1 = t_р / t_ц = 10 + 40 / 10+40+40 = 0,555;$

$P_{пк} = P\sqrt{ПВ_1 / ПВ_2} = 2,742\ \sqrt{0.555/0.6} = 2,63\ кВт.$

Выбираем двигатель: $U = 380 / 220,\ P_н = 2,7\ кВт,\ n = 965\ об / мин.,$

$M_{мах} / M_н = 1,8\ \ с\ \ ПВ_2 = 0,6;\ \ \cos\varphi = 0,85.$

Номинальный момент выбранного двигателя:

$M_н = P_н \cdot 9550 / n = 2,7 \cdot 9550 / 965 = 26,7\ Нм.$

Фактический максимальный момент, приведенный к валу двигателя:

$M_{max.в} = M_{max} / \eta \cdot i = 1000 / 32 \cdot 0,8 = 39,09\ Н \cdot м$

Фактическая перегрузка: $M_{max.в} / M_н = 39,06 / 26,7 = 1,46,$

что менее *1.8*, т.е. выбранный двигатель удовлетворяет требованиям перегрузки.

В качестве аппаратуры управления и защиты ориентируемся на воздушный автоматический выключатель и реверсный магнитный пускатель. Они выбираются по номинальному значению тока и напряжения.

Номинальный ток двигателя:

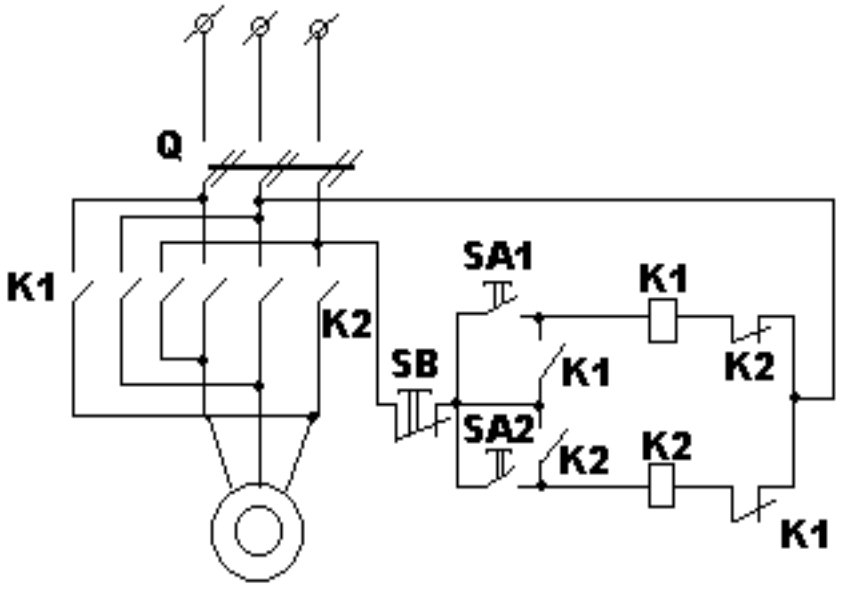
$I_н = P_н / \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi = 2,7 / \sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,85 = 4,83\ А.$

Пусковой ток: $\dot{I}_п = 5 \cdot \dot{I}_ч = 5 \cdot 4,83 = 24,15\ А.$

Ток уставки автомата: $\dot{I}_у = (1,5 \div 1,8)\ \dot{I}_п = 1,6 \cdot 24,15 = 38,6А.$ Принимаем *40А*

По полученным значениям выбираем автоматический воздушный выключатель типа *АП – 50* с током уставки *40 А* и магнитный пускатель *ПМЕ – 124*, предназначенный для двигателей мощностью до *4 кВт*.

Электрическая схема реверсивного электропривода.



Задание по контрольной работе N1:

№ варианта	Моменты на валу машины. *Нм*			Соответственно время работы, *с*				Число оборотов и передаточное число		Условия работы привода	Примечания
	M_1	M_2	M_3	t_1	t_2	t_3	t_n	$n_м$ *об/мин*	i		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1000	700	600	10	40	20	40	32	30	в помещении	привод реверсивный
2	1100	750	550	7	25	25	50	16	60		
3	1200	800	500	8	30	10	40	16	60	–	–
4	1300	900	800	9	35	30	30	32	30	–	–
5	1250	1000	600	6	20	20	40	48	30	–	–
6	1400	1100	1100	6	30	35	35	47	30	–	–
7	1380	1200	800	7	25	25	40	48	30	–	–
8	1500	1200	1000	7	40	10	40	32	30	–	–
9	1600	1200	800	8	25	30	50	16	62	–	–
10	1700	1100	700	10	40	20	50	36	40	–	–
11	900	800	400	5	30	20	40	36	40	на открытом воздухе	привод реверсивный
12	1900	1000	500	5	50	5	30	36	40		
13	1000	1400	700	5	30	10	30	32	30	–	
14	800	1600	700	8	25	7	50	16	60	–	–
15	1200	1500	1000	4	10	4	30	32	30	–	–
16	1400	1800	1200	8	30	10	-	16	62	–	–
17	1500	1800	800	10	30	5	-	48	30	–	–
18	1600	1800	1400	9	28	7	-	36	40	–	–
19	2000	1500	1100	4	40	5	-	36	40	–	–
20	2000	2200	1500	3	30	10	-	48	30		–
21	1000	800	400	5	45	5	-	48	30	в шахте	привод не реверсивный
22	1100	900	500	7	40	8	-	49	30	–	
23	1000	1800	500	7	35	15	-	48	30	–	–
24	1200	1800	700	5	40	20	-	32	30	–	–
25	1100	1800	600	5	50	10	-	48	30	–	–
26	900	1800	500	8	30	7	-	48	30	–	–
27	850	1700	600	10	10	5	-	32	30	–	–
28	700	1500	500	5	20	5	-	48	30	–	–
29	1600	1000	600	4	40	4	-	48	30	–	–
30	2000	1500	500	5	35	10	-	32	30	–	–
31	2000	1300	50	10	40	8	50	48	30	в помещении	привод реверсивный
32	1500	1000	400	10	40	8	40	48	30		
33	1200	1400	800	10	35	5	45	36	40		
34	1100	1500	700	8	40	7	50	36	40		
35	1500	180	700	9	50	8	50	36	40		

Вариант задается преподавателем.

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА N 2.

Условие задачи.

Обосновать оптимальный вариант и произвести электротехнический расчет системы электроснабжения участка геологоразведочных работ применительно к заданным условиям (см. таблицу задания по контрольной работе N 2).

Пояснения к расчетам.

Особенности проектирования систем электроснабжения связаны с тем, что помимо электротехнических расчетов в большинстве случаев требуется технико-экономические обоснования по выбору оптимального варианта, что связано с удаленностью от государственных линий электропередач и необходимостью иметь зачастую собственные энергоисточники, в качестве которых используются стационарные или передвижные дизельные электростанции.

В зависимости от конкретных условий работ оптимальным может оказаться вариант присоединения к региональной сети, вариант с единой центральной дизельной электростанцией, вариант с передвижными электростанциями, а иногда - их комбинации.

Последовательность расчета.

1. В соответствии с заданием записываются условия и вычерчивается общая схема расположения узлов потребителей электроэнергии с указанием расстояний (в первую очередь до районной сети), типов и мощности потребителей. Намечается круг возможных вариантов электроснабжения.

2. Используя таблицы приложений определяются средние и расчетные нагрузки по узлам потребителей и в точках возможного размещения энергоисточника.

Все данные, касающиеся расчета нагрузок по отдельным узлам, сводятся в общую таблицу по рекомендуемой форме:

Наим. потреб.	Ном. мощность *кВт*	Приведенное число потреб.	Коэффициенты:			Мощности:			
	$P_н$	$n_э$	исп. $к_и$	макс $к_м$	мощ $cos\ \varphi$	средняя $P_с = P_н \cdot к_и$	расчетная $P_р = P_с \cdot к_м$	полная средняя $S_с$, *кВ·А*	полная расчетная $S_р$, *кВА*

Исходя из данной сводной таблицы, предварительно по узлам намечаются типы энергоисточников, параметры которых далее используются при технико-экономическом обосновании варианта

3. Рассчитываются токи в рабочем режиме, выбираются сечения проводов и проверяются по допустимой потере напряжения.

4. Производится технико-экономическое сравнение возможных вариантов электроснабжения по приведенным к началу эксплуатации затратам с целью выбора оптимальной системы.

5. Применительно к выбранному варианту электроснабжения рассчитываются токи короткого замыкания, с учетом которых выбирается аппаратура защиты и управления.

6. Производится расчет заземления.

Основные положения по электротехническим расчетам:

1. Определение средних нагрузок ($P_с$).

Нахождение средних нагрузок необходимо для определения расхода, потерь электроэнергии и обоснования расчетной мощности проектируемого энергоисточника:

$$P_с = P_н \cdot к_и ,$$

где $P_н$ - номинальная мощность приемника;

$к_и$ - коэффициент использования (см. табл.)

2. Определение расчетных нагрузок ($P_р$; $S_р$) - для выбора энергоисточников

$$P_p = P_c \cdot \kappa_м = P_н \cdot \kappa_и \cdot \kappa_м ; \qquad S_p = P_p / \cos\varphi,$$

где P_p и S_p - соответственно активная и полная расчетные нагрузки;

$\kappa_м$ – коэффициент максимума, находится по таблицам в зависимости от коэффициента использования $\kappa_и$ и приведенного числа приёмников электроэнергии $n_э$ (см. табл. 6)

$$n_э = (\sum_1^к P_{нк})^2 / \sum P_{нк}^2$$

$(\Sigma P_{нк})^2$ – квадрат суммы номинальных активных мощностей;

$\Sigma P^2_{нк}$ – сумма квадратов номинальных активных мощностей;

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности.

Для группы разнородных потребителей электроэнергии при определении расчётных мощностей пользуются средневзвешенным значением $\kappa_{ис}$ и $\cos\varphi_с$:

$$\kappa_{ис} = \sum_1^к \kappa_{ик} \cdot P_{нк} / \sum_1^к P_{нк} \; ; \quad \cos\varphi_с = \sum_1^к \cos\varphi_к \cdot P_{нк} / \sum_1^к P_{нк} \; ; \quad P_{рс} = (\sum_1^к P_{нк}) \cdot \kappa_{ис}$$

После нахождения расчетной нагрузки мощность выбранного по ней энергоисточника $P_{дэс}$ $S_{тп}$ (табл. 11, 12) должна быть проверена на возможность пуска максимального короткозамкнутого электродвигателя $P_{кз}$ с использованием соотношений:

$P_{дэс} = P_{кз} \cdot 1,5$ для дизельных электростанций;

$S_{тп} = P_{кз} \cdot 3$ для трансформаторных подстанций.

3. Определение расхода электроэнергии.

Годовой расход электроэнергии W_a необходимо знать при сравнении вариантов электроснабжения от различных энергоисточников, когда различаются затраты на *1 кВт·ч* потребляемой энергии.

$$W_a = P_c \cdot T_г = P_н \cdot \kappa_и \cdot T_г ,$$

где $T_г$ - годовой фонд рабочего времени, *ч*.

$$T_г = (365 - m)\ n_с \cdot T_{см} \cdot \kappa_{рм} - T_{пр} ,$$

где m - число нерабочих дней в году; $n_с$ - число смен;

$T_{см}$ - продолжительность смены;

$\kappa_{рм}$ - коэффициент, учитывающий время передислокации и ремонта:

$$(\kappa_{рм} = 0,7 \div 0,8);$$

$T_{пр}$ - число часов, на которое сокращена продолжительность работы в предпраздничные дни. При непрерывной работе $T_г = 6000 \div 7000$ *ч*. При односменной работе $T_г = 2500$ *ч*.

4. Определение сечений проводов линий электропередач.

Линии напряжением до *1000 В* рассчитывают по допустимой продолжительной токовой нагрузке (нагреву) и потере напряжения. Линии напряжением выше *1000 В* рассчитывают еще дополнительно по экономической плотности тока и нагреву током короткого замыкания (кабели).

По <u>нагреву :</u> $I_p = S_p / \sqrt{3} \cdot U = P_p / \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi$

По току нагрузки выбирается провод (кабель) см. (таб. 9, 10).

По <u>потерям напряжения:</u> $\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (R_o \cos\varphi + X_o \sin\varphi),$

где L - длина линии, км;

R_o, X_o - соответственно активное и индуктивное сопротивление 1 км.

$X_o = 0,3 \div 0,4$ *Ом / км* - для воздушных линий,

$X_o = 0,07 \div 0,08$ *Ом / км* - для кабельных линий.

$$R_o = 1000 / \gamma \cdot s \qquad .$$

где s - сечение провода, *мм*^{2}; γ – проводимость *м / Ом · мм*^{2} (53 – медь, 32 – алюминий).

Проверку по допустимой потере напряжения производят, исходя из того, что напряжение на вторичной обмотке трансформатора превышает на 5 % номинальное значение (*400 В* при $U_н = 380$ *В*). Следовательно, при допустимой потере напряжения 5%

у потребителя общие потери ξ(в трансформаторе $\xi_{тр}$, в магистральной линии $\xi_{м}$ и гибком кабеле $\xi_{гк.}$) могут достигать 10 %, т.е.

$$\xi = \xi_{тр} + \xi_{м} + \xi_{гк} = 10\ \%$$

$$\xi_{тр} = \beta(U_{ка}\cos\varphi + U_{кр}\sin\varphi),$$

где β - коэффициент загрузки трансформатора;

$U_{ка}$, $U_{кр}$- активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания $U_к$ % (по каталогу – табл. 12)

$$U_{ка} = 100 \cdot \Delta P_{кз} / S_н$$

$$U_{кр} = \sqrt{U_к^2 - U_{ка}^2}$$

$\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания трансформатора (по каталогу);

$S_н$ - номинальная мощность трансформатора.

По экономической плотности тока

$$S_{эк} = I_{эк} / j_{эк},$$

где $j_{эк}$ - экономическая плотность тока (по табл.)

5. Определение потерь энергии в линиях электропередач:

$$\Delta W = 3 \cdot I_c^2 \cdot R \cdot T_г \cdot 10^{-3} = P_c^2 \cdot T_г \cdot l / U^2 \cdot \cos^2\varphi \cdot \gamma \cdot s$$

где U - напряжение, *кВ*; l - расстояние, *км*; P_c - средняя нагрузка, *кВт*;

s - сечение проводов, *мм*^{2} γ – проводимость, *м / Ом · мм*^{2}.

6. Расчет токов короткого замыкания (к. з.)

В сетях напряжением ниже *1000 В* рассчитывают токи трёх (I^3) – и двухфазного (I^2) короткого замыкания.

По первому току $I^{(3)}_{кз}$ проверяют коммутационные аппараты на отключающую способность в наиболее близкой точке к энергоисточнику, а по второму $I^{(2)}_{кз}$ выбирают уставки тока срабатывания максимальной защиты у удалённых потребителей;

$$I^{(3)}_{кз} = U / \sqrt{3} \cdot Z_{тр} \qquad I^{(2)}_{кз} = U / 2 \cdot Z_{\Sigma},$$

где $Z_{тр}$ и Z_{Σ} - полное сопротивление трансформатора и полное сопротивление элементов сети до места к. з.:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{тр} + R)^2 + (X_{тр} + X)^2}$$

Активное сопротивление трансформатора :

$$R_{тр} = \Delta P_{кз} / 3 \cdot I^2_{н},$$

где $I_н$ – номинальный ток обмотки низкого напряжения.

$$Z_{тр} = U_{кз} \cdot U_н / 100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_н,$$

где $U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания.

Индукционное сопротивление трансформатора:

$$X_{тр} = \sqrt{Z_{тр}^2 - R_{тр}^2}$$

Активное сопротивление линии:

$$R = l / \gamma \cdot s$$

7. Выбор защитной аппаратуры и расчет уставок токовой защиты в низковольтной сети участка.

Аппараты со встроенной защитой (автоматы, пускатели) выбирают по номинальному току $I_н$ и напряжению $U_н$, затем их проверяют по отключающей способности при трёхфазном к.з. Необходимо, чтобы при этом отключающий ток $I_{откл} \geq 1{,}2 \cdot I^{(3)}_{кз}$

Выбранные величины уставок или плавких вставок должны обеспечить избежание ложных срабатываний защиты при пуске асинхронных двигателей, с одной стороны, и, с другой – защитить от двухфазных к.з. в самой удаленной точке.

$$I_{уст.} > I_{пуск.\,мах.} + \Sigma I_н,$$

где $I_{пуск.max}$ - пусковой ток двигателя максимальной мощности;

$\Sigma I_н$ – сумма номинальных токов остальных двигателей.

Выбранная уставка тока срабатывания проверяется по расчетному $I^{(2)}_{кз\ min}$

$$I^{(2)}_{кз\ min} / I_{уст} \geq к_ч ,$$

где $к_ч$ - коэффициент чувствительности защиты ($к_ч = 1,5$).

8. Расчет защитных заземлений.

Определение числа заземляющих электродов производится по формуле:

$$n = R_o / \eta \cdot R_и ,$$

где R_o - сопротивление одиночного заземлителя, $R_и$ - сопративление нормативного заземления, ($R_и = 4$ *Ом* - на поверхности и $R_и = 2$ *Ом* под землей);

η- КПД заземлителей ($\eta = 0,8 – 0,9$).

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя из круглой стали:

$$R_{ов} = (\rho / 2\pi l) \cdot ln 4l/d$$

Сопротивление одиночного горизонтального полосового заземлителя:

$$R_{ог} = (\rho / 2\pi l) \cdot ln\ 2l^2 / b \cdot h,$$

где ρ - сопротивление грунта (табл. 8), *Ом* ·*м*; l - длина электрода, *м*; d - диаметр электрода, *м*;

b - ширина пластины, *м*; h - глубина заложения полосы, *м*.

9. Расчет освещения.

Наиболее простым методом расчета освещения являются расчет по удельной мощности.

Число светильников определяется:

$$n = p_y \cdot F / p_л ,$$

где F - освещаемая площадь, $м^2$; $p_л$ - мощность принятой лампы, *Вт* ;

p_y - удельная мощность, $Вт/м^2$, принимается по таблицам (см. табл. 15).

Основные положения по технико-экономическим расчетам .

Как отмечалось выше, основная формула затрат за сравниваемый период времени по рассматриваемому варианту энергообеспечения может быть представлена в виде:

$$З = – К – К_о – Ц – И + D + E + A ,$$

где $К$ - капиталовложения, $К_о$ - необходимый начальный оборотный капитал, в *руб.*,

$Ц$ – стоимость подключения к районной сети, руб.,

$И$ - стоимость текущих затрат, приведенная к исходному моменту, *руб.*:

$$И = И_к \cdot \frac{1-(1+i)^{-n}}{i}, руб,$$

где $И_к$ - текущие эксплуатационные затраты за принятый временной период (квартал, месяц),

i - ставка альтернативного вложения (квартальная, месячная) в долях единицы,

n - количество временных интервалов, за которое проводится анализ,

D - остаточная стоимость оборудования, приведенная к исходному моменту:

$$D = \frac{К(1-pn)}{(1+i)^n}, руб.,$$

где p - коэффициент амортизации оборудования,

E - экономия на налоге на прибыль в связи с текущими отчислениями:

$$E = И_К \cdot C \cdot \frac{1-(1+i)^{-n}}{i}, руб.,$$

где C - ставка налога на прибыль,

$$(\text{в примере расчета } -И + E = (C-1) \cdot И_к \cdot \frac{1-(1+i)^{-n}}{i})$$

A - экономия на налоге на прибыль в связи с амортизационными отчислениями:

$$A = K \cdot p \cdot C \cdot \frac{1-(1+i)^{-n}}{i}, \text{ руб.}$$

При выполнении технико-экономических расчетов единовременные капиталовложения принимаются по справочникам (см. приложения) на основе укрупненных показателей стоимости элементов системы электроснабжения.

Эксплуатационные затраты на рассматриваемый отрезок времени слагаются из ряда издержек:

$$И_к = И_{зп} + И_э + И_{пэ} + И_{рл} + И_{рм} + И_{пр}, \text{ руб.}$$

$И_{зп}$ - издержки на зарплату персонала, обслуживающего энергоустановки,

$И_э$ - издержки на энергию (или топливо),

$И_{пэ}$ - издержки, связанные с потерей энергии в линиях и трансформаторах,

$И_{рл}$ - затраты на распределительные электрические сети, амортизируемые в течение года,

$И_{рм}$ - затраты на текущий ремонт,

$И_{пр}$ - прочие затраты.

Издержки на заработную плату в случае использования ДЭС:

$$И_{зп} = 1{,}36 \cdot З_о \cdot к_р \cdot n_с \cdot N_{дэс}$$

$З_о$ – основная сменная зарплата,

$N_{дэс}$ – количество дизельных электростанций,

$к_р$ - районный коэффициент к зарплате ($к_р = 1 \div 2$),

$n_с$ - число смен* в рассматриваемом периоде (месяце, квартале, годе);

*считать, что бурение осуществляется в 3 смены.

Издержки на заработную плату в случае подключения к районной сети:

$$И_{зп} = 1{,}36 \cdot З'_о \cdot к_р \cdot n_с \cdot L$$

$З'_о$ – оплата обслуживания 1 км линии электропередач с трансформаторной подстанцией за месяц,

$n_с$ – число смен в рассматриваемом периоде,

L – длина линий электропередач от районной сети до места ведения работ.

Если нормы затрат на обслуживание электрических сетей приводятся в денежном выражении на единицу за год, то за принятый расчетный период (квартал) издержки на обслуживание составят:

$$Q_к' = Q_г \cdot l \ / 4,$$

где $Q_г$ - нормативные годовые затраты на обслуживание единицы, руб.,

l - число единиц (*например, км. воздушной линии*).

Если энергия поступает от районной сети, то

$$И_э = P_с \cdot T \cdot C_э, \text{ где}$$

$P_с$ - средняя потребляемая мощность, *кВт*;

T - время работы потребителей за принятый период, *ч.*;

$C_э$ - стоимость 1 *кВт ч* электроэнергии, руб. / *кВт · ч;*

Если электроэнергия вырабатывается дизельными электростанциями, то

$$И_{эд} = P_с \cdot T \cdot q \cdot C_т,$$

где $C_т$ - стоимость топлива *руб./кг*;

q - удельный расход топлива на выработку *1 кВт ч, кг/кВт ·ч.*

Издержки, связанные с потерями энергии в линиях электропередач:

от госсети: $$И_{пэ} = \frac{P_с^2 \cdot T \cdot C_э \cdot l}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot \gamma \cdot s}, \text{ руб.}$$

от ДЭС: $$И_{пэд} = \frac{P_с^2 \cdot T \cdot l \cdot C_т \cdot q}{U^2 \cdot \cos^2 \cdot \varphi \cdot \gamma \cdot s}, \text{ руб.}$$

где U – напряжение *кВ*, l - длина электропередачи, *км*, s - сечение проводов $мм^2$,

γ - проводимость $м / Ом \cdot мм^2$,$\cos\varphi$ - коэффициент мощности, S_c – средняя полная мощность.

Издержки, связанные с потерями энергии в трансформаторах:

$$И_{пэт} = 0{,}02 \cdot S_т \cdot T \cdot C_э, \text{ руб.},$$

где $S_т$ - мощность установленных трансформаторов, *кВ·А*.

Затраты на распределительные электрические сети, амортизируемые в течение года:

$$И_{рл} = p \cdot N \cdot d \cdot K_л \cdot j, \text{ руб.}$$

где N - число скважин, пробуренных в принятый период;

d - расстояние между скважинами, *км*;

$K_л$ – стоимость 1 *км* линии,

j – количество одновременно работающих буровых установок.

Затраты на текущий ремонт и прочие затраты с некоторым допущением можно принять:

$$И_{рм} = 0{,}2 \cdot p \cdot K, \text{ руб.} \qquad И_{пр} = 0{,}3 \cdot (И_{рм} + И_{зп}), \text{ руб.},$$

где p - коэффициент амортизационных отчислений.

Для основного электротехнического оборудования можно принимать $p=0{,}1$.

Пример 2.

Обосновать оптимальный вариант и произвести электротехнический расчет системы электроснабжения участка геологоразведочных работ для следующих условий: ведется бурение тремя буровыми установками *УКБ-4* по сетке 300 х 300 *м*. Расстояние до районной *ЛЭП (6 кВ)* и базы - 10 *км*;стоимость электроэнергии 2,5 *руб./кВт·ч*, стоимость топлива 21300 *руб./т*, районный коэффициент 1,2. Каждый станок в течение года бурит 5 скважин.

Решение:

1. Согласно условию возможны варианты электроснабжения:

а). Централизованно от районной *ЛЭП-6* с общей или тремя индивидуальными *ТП* на месторождении.

б). От полустационарной *ДЭС* без трансформации или центральной ДЭС с трансформацией электроэнергии.

в). От трех передвижных *ДЭС*.

2. Пользуясь таблицей 3, находим основные энергетические параметры установки *УКБ-4* с электрообогревом:

$$P_н = 74 \text{ кВт}; \quad n_{э1} = 3{,}05; \quad к_и = 0{,}52; \quad к_{м1} = 1{,}52; \quad \cos\varphi = 0{,}67;$$

$$P_{с1} = 38{,}6 \text{ кВт}; \quad S_{с1} = 57{,}6 \text{ кВ·А}; \quad P_{р1} = 58{,}7 \text{ кВт}; \quad S_{р1} = 87{,}6 \text{ кВ·А};$$

Определим энергетические параметры для трех установок с целью определения мощности единого энергоисточника :

$$P_{н3}=74 \cdot 3=222 \text{ кВт}, \quad n_{э3} = 3{,}05 \cdot 3 = 9{,}15, \quad к_и=0{,}52,$$

$$к_{м3} = 1{,}37 \text{ (по табл.6)}, \quad P_{с3} = 3 \cdot 38{,}6 = 115{,}8 \text{ кВт}; \quad S_{с3}=3 \cdot 57{,}6 = 172{,}8 \text{ кВ·А},$$

$$P_{р3} = 58{,}7 \cdot 3 = 176{,}1 \text{ кВт}.$$

$$S_{р3} = P_{р3} / \cos\varphi = 176{,}1 / 0{,}67 = 262{,}84 \text{ кВ·А}.$$

Основываясь на значениях полученных расчетных мощностей, заключаем, что в качестве индивидуальных (для каждого станка) энергоисточников можно принять дизельные электростанции *АДС 105-Т400 РД* мощностью 105 *кВт*, или в случае централизованного энергоснабжения - трансформаторные понижающие подстанции *ПТП-100/6* мощностью 100 *кВ·А*; при использовании групповых энергоисточников - соответственно *АДС 270-Т400 РК* и *ПТП-250/6*.

3. Определяем токи в рабочем режиме:

а) от энергоисточников до установок ,

$$I_{04} = \frac{S_{р1}}{\sqrt{3}U_{04}} = \frac{87{,}6}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 133{,}1 A.$$

По величине тока из условия нагрева могут быть приняты алюминиевые провода воздушных линий сечением **25** *мм* ^{2} (табл. 9) или гибкий кабель с медными жилами того же сечения (табл. 10).

При использовании группового энергоисточника (ДЭС или ТП) и размещении его в центре квадрата сетки скважин расстояние до каждой буровой установки составит:

$$l' = \frac{\sqrt{a^2 + b^2}}{2} = \frac{\sqrt{0{,}3^2 + 0{,}3^2}}{2} = \frac{0{,}424}{2} = 0{,}212 км$$

Тогда потери напряжения в линии от энергоисточника до буровой установки

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{04} l (R_o \cos\varphi + X_o \sin\varphi)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 133.1 \cdot 0{,}212 \cdot (\frac{1000}{32 \cdot 25} \cdot 0{,}67 + 0{,}3 \cdot 0{,}74) = 51{,}85 B,$$

где: $R_0 = 1000/(\gamma * s)$, Ом ; γ – проводимость, м/Ом*мм^2 (53 – медь, 32 - алюминий); s – площадь поперечного сечения проводника, мм^2.

или относительные потери напряжения:

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 = \frac{51{,}85}{380} \cdot 100 = 13{,}64\%,$$

что превосходит 10%. Следовательно, сечение проводов увеличиваем до **35** *мм*^{2} . Тогда

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 133 \cdot 0{,}212 \cdot (\frac{1000}{32 \cdot 35} 0{,}67 + 0{,}3 \cdot 0{,}73) = 40{,}1 B;$$

$$\varepsilon = 40{,}1/(380*100) = 10{,}56\% > 10\%$$

Следовательно, сечение проводов увеличиваем до **50** *мм*^{2} . Тогда

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 133 \cdot 0{,}212 \cdot (\frac{1000}{32 \cdot 50} 0{,}67 + 0{,}3 \cdot 0{,}73) = 31{,}4 B;$$

$$\varepsilon = 31{,}37/(380*100) = 8{,}3\% < 10\%$$

При индивидуальных энергоисточниках расстояние от них до потребителей не превышает 50 *м* и в этом случае могут быть приняты провода (кабель) сечением **25** *мм* ^{2} .

При этом:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 133 \cdot 0{,}05 (\frac{1000}{32 \cdot 25} 0{,}67 + 0{,}3 \cdot 0{,}73) = 12{,}22 A;$$

$$\varepsilon = \frac{12{,}22}{380} \cdot 100 = 3{,}22\%.$$

б) от региональной ЛЭП до трансформаторных подстанций:

$$I_6 = \frac{S_{p3}}{\sqrt{3} U_6} = \frac{262{,}84}{\sqrt{3} \cdot 6} = 25{,}3 A.$$

По величине тока $I_6 = 25{,}3 A$ из условия нагрева могут быть приняты провода сечением до 2,5 *мм*^{2}.

Однако по условиям прочности в линиях напряжением выше *1000 В* не применяются провода менее 16 *мм*^{2}. Поэтому в магистральной линии принимаем провода **16** *мм*^{2}.

Потери напряжения в магистральной линии от районной сети до трансформаторной подстанции составят:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 25{,}3 \cdot 10 \cdot (\frac{1000}{32 \cdot 16} 0{,}67 + 0{,}4 \cdot 0{,}73) = 670{,}8 B;$$

$$\varepsilon = \frac{670{,}8}{6000} \cdot 100 = 11{,}18\%$$

11,18%>10% следовательно увеличиваем сечение проводов до 25 мм^2, тогда:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 25{,}3 \cdot 10 \cdot (\frac{1000}{32 \cdot 25} 0{,}67 + 0{,}4 \cdot 0{,}73) = 464{,}4 B;$$

$$\varepsilon = \frac{464{,}4}{6000} \cdot 100 = 7{,}7\%$$

По экономической плотности тока сечение проводов:

$$S_{эк} = \frac{I_6}{j_{эк}} = \frac{25{,}3}{1{,}2} = 21{,}1 мм^2,$$

т.е. 25 $мм^2$ удовлетворяет.

Таким образом применяются провода сечением **25** $мм^2$ и только в случае использования групповых энергоисточников сечение проводов от подстанции (ДЭС) до буровых - 50 $мм^2$.

4. Определяем оптимальную систему электроснабжения, сопоставляя возможные варианты по денежным потокам.

а). Затраты по варианту централизованного электроснабжения от районной линии включают в себя: затраты на строительство магистральной и распределительных линий, приобретение понижающих подстанций, обслуживание электроустановок, стоимость электроэнергии, издержки, связанные с потерями энергии в линиях и трансформаторах, прочие затраты.

При электроснабжении от районной линии и применении индивидуальных подстанций капвложения в вариант составят:

$$K'_1 = K_л \cdot l_p + K_{mj}\, j,$$ где

$K_л$ - стоимость 1 *км* линии напряжением 6 *кВ*, руб.;

l_p - протяженность линии, *км*;

K_{mj} - стоимость индивидуальных трансформаторных подстанций;

j - число потребителей (подстанций).

Капиталовложения в оборотные фонды при этом варианте не предусматриваются, т.е. K_o=0.

Эксплуатационные расходы за принятый период (квартал) составят:

$$И'_{к1} = 1.36 \cdot З'_0 \cdot k_p \cdot n \cdot l_p + P_{c\Sigma} \cdot T_к \cdot C_э + 0{,}02 \cdot S_{mj} \cdot T_k \cdot j \cdot C_э + \frac{S^2_{c\Sigma} \cdot T_k \cdot l_p \cdot C_э}{U^2_6 \cdot \gamma \cdot s_6} +$$

$$+ \frac{S^2_{cj} \cdot T_к \cdot l' \cdot C_э}{U^2_6 \cdot \gamma \cdot s_6} \cdot j + K_л \cdot l` \cdot N \cdot k_a + 0{,}3 \cdot [\ 1.36 \cdot З'_0 \cdot k_p \cdot n \cdot l_p + 0{,}2 \cdot K'_1 \cdot p\ ]$$

k_a – коэффициент амортизации (k_a =0.1)*;*

n – количество рабочих смен*;*

$T_к$ - число часов работы за принятый период;

$C_э$ - стоимость энергии, *руб./кВт·ч*;

S_{mj} - мощность передвижного трансформатора, *кВ·А*;

$U_б$ U_{04} - напряжения в линиях соответственно 6 и 04 *кВ*;

$s_б$ - сечение проводов в линии 6 *кВ*;

γ – проводимость алюминия, *м / Ом ·мм²*;

$S_{c\Sigma}$ S_{cj} - полная средняя мощность соответственно всех и одной установки;

l' - расстояние от распредпункта до буровой, *км*;

N - число скважин, пробуриваемых за квартал;

p- коэффициент амортизации электрооборудования (0,1).

Затраты по первому варианту, приведенные к началу принятого периода, составят:

$$З'_1 = -K'_1 - Ц + (C-1)\frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \cdot И'_{K1} + K'_1 \cdot p \cdot C \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} + \frac{K'_1(1-pn)}{(1+i)^n},$$

где i - ставка альтернативного вложения ($i=0,04$);

n - число периодов (для года $n=4$);

C - ставка налога на прибыль ($C=0,26$),

$Ц = P_{нз} \cdot$ Цкв - цена подключения, руб. ($P_{нз}$- суммарная номинальная мощность всех буровых установок; Цкв-цена подключения за 1 кВт);

В случае применения групповой подстанции на месте работ капиталовложения составят:

$$K''_1 = K_{л6} \cdot l_p + K_{mΣ},$$

а эксплуатационные расходы соответственно:

$$И''_{K1} = 1.36 \cdot З'_0 \cdot k_p \cdot n \cdot l_p + P_{cΣ} \cdot T_k \cdot Сэ + 0,02 \cdot S_{TΣ} \cdot T_k \cdot Сэ + \frac{S^2_{cΣ} \cdot T_k \cdot l_p \cdot Сэ}{U^2_6 \cdot \gamma \cdot s_6} + \frac{S^2_{cj} \cdot T_k \cdot l' \cdot Сэ}{U^2_{04} \cdot \gamma \cdot s_{04}} j +$$

$$+ K_л \cdot l` \cdot N \cdot k_a + 0,3 \cdot [\ 1.36 \cdot З'_0 \cdot k_p \cdot n \cdot l_p + 0,2 \cdot K'_1 \cdot p\ ]$$

Тогда

$$З''_1 = -K''_1 - Ц + (C-1)\frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \cdot И''_{к}1 + K''_1 \cdot p \cdot C \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} + \frac{K''_1(1-pn)}{(1+i)^n},$$

б). Затраты по варианту электроснабжения от единой дизельной электростанции (ДЭС) включают в себя: затраты на приобретение и обслуживание ДЭС, на выработку электроэнергии, строительство распределительных линий, издержки, связанные с потерями энергии и прочие расходы.

Без трансформации энергии:

$$K'_2 = K_{дΣ}; \qquad K'_{02} = P_{cΣ} \cdot T_к \cdot q \cdot C_m, \text{ где}$$

$K_{дΣ}$ - капвложения в ДЭС;

K_{o2}- оборотные фонды на запас топлива, равные квартальному потреблению;

q - удельный расход топлива, *кг/кВт·ч*;

C_m - стоимость топлива, *руб./кг*.

Эксплуатационные расходы при этом варианте:

$$И'_{к}2 = 1,36 \cdot З'_{дΣ} \cdot k_p \cdot n'_{дΣ} + P_{cΣ} \cdot T_к \cdot q \cdot C_m + K_л l' N \cdot k_a + \frac{S^2_{cj} \cdot l' \cdot T_к \cdot q \cdot C_T}{U^2_{04} \cdot \gamma \cdot s_{04}} j +$$

$$+ 0,3\left[(1,36 \cdot З'_{дΣ} \cdot k_p \cdot n'_{дΣ}) + 0,2 \cdot K_2' \cdot p\right]$$

$$З'_2 = -K'_2 - K'_{02} + (C-1)\frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \cdot И'_{K2} + K'_2 pC \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} + \frac{K'_2(1-pn)}{(1+i)^n},$$

С трансформацией энергии:

$$K''_2 = K_{дΣ} + K_{mΣ} + jK_{mj}; \qquad K''_{02} = K'_{02} = P_{cΣ} \cdot T_к \cdot q \cdot C_m$$

$$И''_{к}2 = 1,36 \cdot З'_{дΣ} \cdot k_p \cdot n'_{дΣ} + P_{cΣ} \cdot T_к \cdot q \cdot C_m + K_{л6} \cdot l' \cdot N \cdot k_a + \frac{S^2_{cj} \cdot l' \cdot T_к \cdot q \cdot C_m}{U^2_6 \cdot \gamma \cdot s_6} j +$$

$$+ 0,02 \cdot (S_{mΣ} + jS_{mj}) \cdot T_к \cdot q \cdot C_m + 0,3 \cdot (1,36 \cdot З'_{дΣ} \cdot k_p \cdot n'_{дΣ} + 0,2 \cdot K_2'' \cdot p)$$

$$З''_2 = -K''_2 - K''_{02} + (C-1)\frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \cdot И''_{K2} + K''_2 \cdot pC \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} + \frac{K''_2(1-pn)}{(1+i)^n},$$

в) Затраты по варианту электроснабжения от передвижных электростанций включают в себя затраты на передвижные ДЭС, их обслуживание и выработку ими электроэнергии:

$$K'_З = K_{дj} \cdot j; \qquad K_{03} = P_{cΣ} T_к \cdot q' \cdot C_m$$

$$И_{к3} = 1{,}36 \cdot З_{дj} \cdot к_р \cdot n_{дj} \cdot j + P_{c\Sigma} \cdot T_k \cdot q' \cdot C_m + 0{,}3 \cdot (1{,}36 \cdot З_{дj} \cdot к_р \cdot n_{дj} \cdot j + 0{,}2 \cdot K_3' \cdot p)$$

$$З_3' = -K_3' - K_{03}' + (C-1)\frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \cdot И_{K3}' + K_3' pC \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} + \frac{K_3'(1-pn)}{(1+i)^n},$$

Принимаем, пользуясь таблицами, следующие значения параметров: коэффициент амортизации электротехнических установок ***р**=0,1*; стоимость 1 *км* ЛЭП ***К**л=450000 руб./км*, расстояние до районной линии (по условию) ***1р**=10 км*, число потребителей (станков) ***j**=3*; число часов работы в квартал ***Т**к=1340ч; Тк = Тг / 4 = ((365 –т) ·n`c·Tc·Kрт– Тпр) / 4 = ((365 –0)·3·7·0,7–0)/ 4 =1340ч*; число смен за квартал $\mathbf{n_c}$ = $T_к$/7=192; стоимость трансформаторной подстанции *(Sj=100кВ·А)* ***К**Тj=210000 руб.*;средняя активная мощность, потребляемая тремя установками $\mathbf{P_{C\Sigma}}$=115,8 кВт; стоимость электроэнергии (по условию) ***С**э=2,5 руб./кВтч*; расстояние от энергоисточника до потребителя при групповом присоединении станков (по расчету) ***1′**=0,212 км*; число скважин, пробуриваемых в год одним станком (по условию) ***N**1=5*; стоимость подстанции *($S_{TΣ}$=250 кВ.А)* ***К**ТΣ=281000 руб.,* стоимость дизельной электростанции *(АДС 270-Т400 РК)* ***К**дΣ=1 235 000 руб.*, основная сменная зарплата на одну *ДЭС **З**д2=720 руб./смена (табл. 14)*; удельный расход топлива ***q**=66,2/270=0,245 кг/кВт·ч*; стоимость топлива (по условию) ***С**т=21,3 руб./кг*; средняя полная мощность, потребляемая одной установкой ***S**с1=57,6 кВ·А*, средняя полная мощность, потребляемая тремя установками ***S**с3=172,8 кВ·А*; стоимость дизельной электростанции *(АДС 105-Т400 РД)* ***К**дi=564000 руб.*; сечение проводов ***S**6=25 мм^2, **S**04=50 мм^2;* районный коэффициент ***к**р=1,2*; месячные затраты на обслуживание: *1 км ЛЭП и ТП - **З**0=3000 руб. (120 руб/смена, см. табл. 14),* цена подключения $\mathbf{Ц_{кв}}$*=11000 руб/кВт.*

Подставив принятые и заданные параметры в расчетные формулы, получим:

а) Электроснабжение от районной сети с индивидуальными подстанциями на месте работ:

$$К'_1 = 450000 \cdot 10 + 210000 \cdot 3 = 5130000 \text{ руб.}$$

$$И'_{кт} = 1{,}36 \cdot 120 \cdot 10 \cdot 1{,}2 \cdot 192 + 115{,}8 \cdot 1340 \cdot 2{,}5 + 0.02 \cdot 100 \cdot 3 \cdot 1340 \cdot 2{,}5 +$$
$$+ \frac{172.8^2 \cdot 1340 \cdot 10 \cdot 2.5}{6^2 \cdot 32 \cdot 25} + \frac{57.6^2 \cdot 1340 \cdot 0.212 \cdot 2.5 \cdot 3}{6^2 \cdot 32 \cdot 25} + 450000 \cdot 0.212 \cdot \frac{5 \cdot 3}{4} \cdot 0{,}1 +$$
$$+ 0.3 \cdot (1{,}36 \cdot 120 \cdot 10 \cdot 1{,}2 \cdot 192 + 0.2 \cdot 5130000 \cdot 0.1) = 998380 \text{ руб.}$$

$$З' = -5130000 - 11000 \cdot 176{,}1 + (0{,}26-1)\frac{1-(1+0.04)^{-4}}{0.04} \cdot 998380 +$$
$$+ 5130000 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}26 \frac{1-(1+0.04)^{-4}}{0.04} + \frac{5130000 \cdot (1-0.1 \cdot 4)}{(1+0.04)^4} = -6633628 \text{ руб.}$$

Электроснабжение от районной сети с групповой подстанцией на месте работ:

$$К''_1 = 450000 \cdot 10 + 281000 = 4781000 \text{ руб.}$$

$$И''_к = 1{,}36 \cdot 120 \cdot 1{,}2 \cdot 192 \cdot 10 + 115.8 \cdot 1340 \cdot 2.5 + 0.02 \cdot 250 \cdot 1340 \cdot 2.5 +$$
$$+ \frac{172.8^2 \cdot 1340 \cdot 10 \cdot 2.5}{6^2 \cdot 32 \cdot 25} + \frac{57.6^2 \cdot 1340 \cdot 0.212 \cdot 2.5 \cdot 3}{0.4^2 \cdot 32 \cdot 50} +$$
$$+ 471000 \cdot 0.212 \cdot \frac{5 \cdot 3}{4} \cdot 0{,}1 + 0{,}3 \cdot (1{,}36 \cdot 120 \cdot 1{,}2 \cdot 192 \cdot 10 + 0.2 \cdot 4781000 \cdot 0.1) = 1003564 \text{ руб.}$$

(из табл. 9 стоимость воздушной линии с сечением проводников 50 мм^2 471 тыс.р/км)

$$З''_1 = -4781000 - 176{,}1 \cdot 11000 + (0.26-1)\frac{1-(1+0.04)^{-4}}{0.04} \cdot 1003564 +$$

$$+4781000 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}26 \frac{1-(1+004)^{-4}}{0.04} + \frac{4781000(1-0.1\cdot 4)}{(1+0.04)^4} = -6510487 \text{ руб.}$$

б) Электроснабжение от общей ДЭС без трансформации:

$$K_2' = 1235000 \text{ руб.} \qquad K_{02}' = 115{,}8 \cdot 1340 \cdot 0{,}245 \cdot 21{,}3 = 809765 \text{ руб.}$$

$$И_{K2}' = 1.36 \cdot 720 \cdot 1.2 \cdot 192 + 115.8 \cdot 1340 \cdot 0.245 \cdot 21.3 + \frac{471000 \cdot 0.212 \cdot 0{,}1 \cdot 5 \cdot 3}{4} +$$

$$+ \frac{57{,}6^2 \cdot 1340 \cdot 0{,}212 \cdot 0{,}23 \cdot 21{,}3 \cdot 3}{0{,}4^2 \cdot 32 \cdot 50} + 0{,}3(1{,}36 \cdot 720 \cdot 1{,}2 \cdot 192 + 0{,}2 \cdot 1235000 \cdot 0{,}1)$$

$$= 1205548 \text{ руб.}$$

$$З_2' = -1235000 - 809765 + (0{,}26 - 1) \frac{1-(1+0{,}04)^{-4}}{0{,}04} \cdot 1205548 + 1235000 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}26 \frac{1-(1+0{,}04)^{-4}}{0{,}04} +$$

$$+ \frac{1235000(1-0{,}1\cdot 4)}{(1+0{,}04)^4} = 4533049 \text{ руб.}$$

Электроснабжение от общей ДЭС с трансформацией энергии:

$$K_2'' = 1235000 + 281000 + 3 \cdot 210000 = 2146000 \text{ руб.}$$

$$K_{02}'' = 115{,}8 \cdot 1340 \cdot 0{,}245 \cdot 21{,}3 = 809765 \text{ руб.}$$

$$И_{K2}'' = 1{,}36 \cdot 1{,}2 \cdot 720 \cdot 192 + 115{,}8 \cdot 1340 \cdot 0{,}245 \cdot 21{,}3 + \frac{450000 \cdot 0{,}212 \cdot 0{,}1 \cdot 5 \cdot 3}{4} +$$

$$+ \frac{57{,}6^2 \cdot 1340 \cdot 0{,}212 \cdot 0{,}245 \cdot 21{,}3 \cdot 3}{6^2 \cdot 32 \cdot 25} + 0{,}02(250 + 3 \cdot 100) 1340 \cdot 0{,}245 \cdot 21{,}3 +$$

$$+ 0{,}3(1{,}36 \cdot 1{,}2 \cdot 720 \cdot 192 + 0{,}2 \cdot 0{,}1 \cdot 2146000) = 1229139 \text{ руб.}$$

$$З_2'' = -2146000 - 809765 + (0{,}26 - 1) \frac{1-(1+0{,}04)^{-4}}{0{,}04} \cdot 1229139 +$$

$$+ 2146000 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}26 \cdot \frac{1-(1+0{,}04)^{-4}}{0{,}04} + \frac{1229139 \cdot (1-0{,}1\cdot 4)}{(1+0{,}04)^4} = 4954204 \text{ руб.}$$

в) Электроснабжение от передвижных ДЭС:

$$K_3' = 564000 \cdot 3 = 1692000 \text{ руб.} \qquad K_{03}' = 115{,}8 \cdot 1340 \cdot 0{,}17 \cdot 21{,}3 = 561877 \text{ руб.}$$

$$И_3' = 1{,}36 \cdot 720 \cdot 1{,}2 \cdot 192 \cdot 3 + 115{,}8 \cdot 1340 \cdot 0{,}17 \cdot 21{,}3 + 0{,}3(1{,}36 \cdot 720 \cdot 1{,}2 \cdot 192 \cdot 3 + 0{,}2 \cdot 0{,}1 \cdot 1692000)$$

$$= 1451900 \text{ руб.}$$

$$З_3' = -1692000 - 561877 + (0{,}26 - 1) \frac{1-(1+0{,}04)^{-4}}{0{,}04} 1451900 +$$

$$+ 1692000 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}26 \cdot \frac{1-(1+0{,}04)^{-4}}{0{,}04} + \frac{1692000(1-0{,}1\cdot 4)}{(1+0{,}04)^4} = 5126375 \text{ руб.}$$

Таким образом, приняв затраты по первому варианту(от районной сети с индивидуальными ТП) за 100%, видим, что затраты по второму варианту (от районной сети с общим ТП) составляют 98%, по третьему (единая ДЭС без трансформации) 68%, по

четвертому (единая ДЭС с трансформацией) 74,7% а по пятому варианту (индивидуальные ДЭС) 77%. Следовательно, принимается система электроснабжения от единой ДЭС без трансформации электроэнергии.

5. **Рассчитываем токи к. з. применительно к принятому варианту электроснабжения**:

ДЭС *АДС 105-Т400 РД*, кабель сечением 25 $мм^2$.

$$I_{кз}^{(3)} = U/\sqrt{3}\cdot Z_{д} = 380/\sqrt{3}\cdot 0{,}076 = 2891A$$

$$Z_{д} = U_{кз}\cdot U_{н}/100\cdot\sqrt{3}\cdot I_{н} = 4{,}6\cdot 380/100\cdot 1{,}73\cdot 133 = 0{,}076Ом$$

(Величины внутреннего сопротивления ДЭС уточняйте у Вашего преподавателя)

$$I_{кз}^{(2)} = U/2Z_{\Sigma} = 380/2\cdot 0.207 = 916A$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{д}+R_{к})^2+(X_{д}+X_{к})^2} = \sqrt{(0.07+0.133)^2+(0.028+0.015)^2} = 0.207Ом$$

$$R_{д} = 0{,}07Ом$$

$$R_{к} = l/\gamma\cdot s = 212/32\cdot 50 = 0.133Ом$$

$$X_{д} = \sqrt{Z_{д}^2 - R_{д}^2} = \sqrt{0{,}076^2 - 0{,}07^2} = 0{,}028Ом$$

$$X_{к} = 0.07\cdot 0.212 = 0.015Ом$$

Выбор аппаратуры производится по номинальным значениям напряжения и тока для наружной установки.

На выходе с ДЭС: воздушный автоматический выключатель *А3100* с номинальным током расцепителя 400 *А* и предельной отключающей способностью 5*кА* (таб. №2)

$$I_{откл} \geq 1{,}2I_{кз}^{3}$$

$$5000 \rangle (1{,}2\cdot 2891) = 3470;$$

ток уставки:

$$I_{уст} \geq I_{пускмак} + \Sigma I_{н} = 5P_{ст}/\sqrt{3}U\cos\varphi + (P_{н}-P_{ст})/\sqrt{3}U\cos\varphi = 5\cdot 22/\sqrt{3}\cdot 0.38$$

$$0.67 + (74-22)/\sqrt{3}\cdot 0.38\cdot 0.67 = 367A$$

Принимаем ток уставки равный 400*А*.

$$I_{кз}^{(2)}/I_{уст} \geq K_{г} \qquad 916/400 = 2{,}29 > 1{,}5$$

Выбираем кабели и аппаратуру управления двигателей буровой установки:

– буровой станок $I_{ст} = P_{ст}/\sqrt{3}\cdot U\cdot\cos\varphi = 22/1{,}73\cdot 0{,}38\cdot 0{,}67 = 49{,}9\ А;$

гибкий кабель сечением 10 $мм^2$, воздушный автоматический выключатель *АП–50*, пускатель *ПА–434*, ток уставки $I_{ус} = 49{,}9\cdot 5 = 249\ А$; принимаем $I_{у.с.} = 300\ А$;

– буровой насос $I_{н} = 7{,}5/\sqrt{3}\cdot 0{,}38\cdot 0{,}67 = 17\ А;$

гибкий кабель сечением 2,5 $мм^2$; воздушный автоматический выключатель *АП–50,* магнитный пускатель *ПА–332*.

Ток уставки $I_{у.н.} = 5\cdot 17 = 85\ А$; принимаем $I_{у.н.} = 100\ А$.

– труборазворот $I_{тр} = 3/\sqrt{3}\cdot 0{,}38\cdot 0{,}67 = 6{,}8\ А;$

гибкий кабель 2,5 $мм^2$, воздушный автоматический выключатель *АП–50*, магнитный пускатель *ПМЕ–234.*

Ток уставки $I_{ут} = 5\cdot 6{,}8 = 34\ А$; принимаем $I_{ун} = 40\ А$.

6. **Расчет числа заземлителей** на буровой производим из условия, что бурение ведется по глинам, где удельное сопротивление равно $\rho = 2000\ Ом\cdot см$, а в качестве заземлителей используем стальные штыри диаметром 20 *мм* и длиной 1500 *мм*. Сопротивление единичного штыревого заземлителя.

$R_{о} = (\rho/2\pi\cdot l)\cdot(\ln 4l/d) = (2000/2\cdot 3{,}14\cdot 150)\cdot(\ln 4\cdot 150/2) = 12\ Ом$.

число электродов; $n = R_{0}/\eta\cdot R_{z} = 12/0{,}8\cdot 4 = 3{,}75\ шт$.

принимаем 4 электрода.

Пример 3.

Обосновать оптимальный вариант и произвести расчет электроснабжения горно–проходческих работ для следующих условий; подземные работы ведутся из штольни глубиной 300 *м*; в забое используется следующее оборудование с электроприводом ; погрузочная машина, компрессор, вентиляторы, а также осветительные приборы суммарной мощностью 3 *кВт*. От устья штольни до районной *ЛЭП –6* расстояние 15 *км*, стоимость 1 *км* линии 570000 *руб.,* стоимость электроэнергии 2,2 *руб./ кВт ч*, стоимость дизельного топлива 19000 *руб./т*, районный коэффициент 1,3, стоимость подключения к районной сети 10000 руб/кВт.

Решение:

1. Согласно условию возможны варианты электроснабжения:
а) от районной сети с размещением подстанции у устья штольни или под землей;
б) от дизельной электростанции у устья штольни с трансформацией электроэнергии или без нее.

2.Пользуясь таблицей 4,5 , принимаем следующее значения номинальных мощностей, коэффициентов использования и мощности потребителей:
погрузмашина *ППН–1Н, $P_н$ = 12/12 кВт, $к_{ип}$ = 0,65, $\cos\varphi_п$ = 0,65.*
компрессор *ШВКС –6, $P_к$ = 36 кВт, $к_{ик}$ = 0,75, $\cos\varphi_к$ = 0,75.*
вентилятор 2 шт *ВМ – 4, $P_в$ = 4/4 кВт, $к_{ив}$ = 0,7, $\cos\varphi_в$ = 0,75.*
освещение *$P_о$ = 3 кВт, $к_{ио}$ =0,9, $\cos\varphi$ = 1,0.*
Суммарная установочная мощность $\sum P_{ну} = 71$ *кВт*.

Определяем приведенное число потребителей $n_э$ и средневзвешенные значения $к_{исв}$ и $\cos\varphi_{св}$

$$n_э = \frac{(\Sigma P_{ni})^2}{\Sigma P_{ni}^{\,2}} = \frac{(12+12+36+4+4+3)^2}{12^2+12^2+36^2+4^2+4^2+3^2} = \frac{5041}{1625} = 3{,}1;$$

$$к_{исв} = \frac{\Sigma k_{ni} P_{ni}}{\Sigma P_{ni}} = \frac{24\cdot 0{,}65 + 36\cdot 0{,}75 + 8\cdot 0{,}7 + 3\cdot 0{,}9}{24+36+8+3} = \frac{50{,}9}{71} = 0{,}71;$$

$$\cos\varphi_{св} = \frac{\Sigma \cos\varphi_I P_{ni}}{\Sigma P_{ni}} = \frac{24\cdot 0{,}65 + 36\cdot 0{,}75 + 8\cdot 0{,}75 + 3\cdot 1}{24+36+8+3} = \frac{51{,}6}{71} = 0{,}72.$$

Определяем средние и расчетные мощности:

$$P_{c\Sigma} = \Sigma P_{ну}\cdot к_{исв} = 71\cdot 0{,}71 = 50{,}4\,кВт\,,$$

$$S_{c\Sigma} = \frac{P_{c\Sigma}}{\cos\varphi_{св}} = \frac{50{,}4}{0{,}72} = 70\,кВ{\cdot}А\,,$$

$$P_{p\Sigma} = P_{\Sigma i}\cdot к_м = 50{,}4\cdot 1{,}33 = 67\,кВт;$$

$$S_{p\Sigma} = \frac{P_{p\Sigma}}{\cos\varphi_{св}} = \frac{67}{0{,}72} = 93\,кВА.$$

По значениям $P_{p\Sigma}$ и $S_{p\Sigma}$ выбираем все возможные энергоисточники:

для централизованного варианта *ТП-100/6*

для электроснабжения от дизельной *АДС 105-Т400 РД*

соответственно мощностью *100 кВ·А* и *105кВт*.

Проверяем мощности энергоисточников по условию запуска к.з. двигателя максимальной мощности:

$$P_{дэс} \geq 1,5\ \ P_{кз} = 1,5 \cdot 36 = 54\ кВт < 105;$$
$$S_m \geq 3 \cdot K_{кз} = 3 \cdot 36 = 108\ кВ \cdot А > 100.$$

Поскольку трансформатор допускает кратковременную перегрузку до 30%, то *ТП-100/6* можно принять.

3. Определяем токи в рабочем режиме:

а) От энергоисточников, размещаемых у устья штольни, до забоя:

$$I_{04} = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{04}} = \frac{93}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 141,4\,A$$

По величине тока $I_{04} = 141,4\ A$ из условия нагрева может быть принят кабель сечением медных жил 50 $мм^2$.

Потери напряжения в кабеле 50 $мм^2$ составят:

$$\Delta U_{04} = \sqrt{3} \cdot I_{04} \cdot l \cdot (\frac{1000}{\gamma \cdot s}\cos\varphi + X_o \sin\varphi) = \sqrt{3} \cdot 141,4 \cdot 0,3 \cdot (\frac{1000}{53 \cdot 50} \cdot 0,72 + 0,021 \cdot 0,68) = 27,8B;$$

$$\varepsilon = \frac{27,8}{380} \cdot 100 = 7,3\%.$$

С учетом возможности повышения напряжения в трансформаторе на 5% полученный уровень потерь напряжения приемлем.

б) От государственной линии до трансформаторной подстанции:

$$I_6 = \frac{93}{\sqrt{3} \cdot 6} = 8,9A.$$

По величине тока $I_6 = 8,9\ A$ из условия нагрева могут быть приняты провода сечением до 2,5 $мм^2$. Однако по условиям прочности в линиях напряжением выше 1000 *В* не применяются провода менее 16 $мм^2$. Поэтому в магистральной линии применяем провода сечением 16 $мм^2$ и проверяем их на потери напряжения.

$$\Delta U_6 = \sqrt{3} \cdot 8,9 \cdot 15 \cdot (\frac{1000}{32 \cdot 16} \cdot 0,72 + 0,4 \cdot 0,68) = 512B;$$

$$\varepsilon = \frac{512}{6000} \cdot 100 = 8,5 < 10\%$$

Таким образом, применяются провода до подстанции 16 $мм^2$, а от подстанции до забоя – кабель 50 $мм^2$.

4. Определяем оптимальную систему электроснабжения.

Определяем оптимальный вариант системы электроснабжения по годовым затратам, приведенным к исходному моменту вложения средств;

а) Затраты по варианту электроснабжения от районной линии электропередач включают в себя затраты: на строительство воздушной и кабельной линии, понижающей подстанции, обслуживание установок, оплату электроэнергии, издержки, связанные с потерями в линиях и трансформаторах, прочие расходы.

При размещении подстанции у устья штольни капиталовложения составят:

$$K'_1 = K'_{л1} \cdot l + K'_{л2} \cdot l_2 + K'_m; \quad K_{01} = 0\ ,$$ где

$K'_{л1}$; $K'_{л2}$; K'_m ; K'_{01} ; Ц – капиталовложения соответственно в 1 *км* воздушной, кабельной линии; в подстанцию принятой мощности и оборотные фонды, *руб.*

l_1 и l_2 –протяженность линий, *км*.

Эксплутационные расходы за принятый период времени (квартал) составляет:

$$И'_1 = 1,36 \cdot З_0 \cdot k_p \cdot n \cdot (l_1 + l_2) + P_{c\Sigma} T_к C_Э + 0,02\ S_m\ T_к C_Э + S^2_{c\Sigma}\ Tк\ C_Э l_1 / U^2_6\ \gamma_1\ s_1 +$$
$$+ S^2_{c\Sigma}\ T_к C_э l_2 / U^2_{04}\ \gamma_2 s_2 + 0,3(Q_{л1}\ l_1 + Q_{л2}\ l_2 + Q'_m + 0,2K'_1 p);$$

где $З_0$ –стоимости обслуживания линии, за принятый период,

$T_к$– число часов работы за принятый период, *час*;

n = $T_к$/7 – число рабочих смен за принятый период,

$k_р$ – районный коэффициент,

$S_т$ – мощность принятого трансформатора, *кВ·А*;

$C_э$ – стоимость *1 кВт·ч* электроэнергии *руб./ кВт·ч*;

γ_1 ; γ_2 – проводимости проводникового материала *м/Ом·мм*^{2};

s_1; s_2 – сечение проводов ЛЭП и кабеля, *мм*^{2};

p – коэффициент амортизации.

Затраты по первому варианту, приведенные к началу принятого периода:

$$З'_1 = -К'_1\text{-Ц} + (С-1)\cdot[1-(1+i)^{-n}/i]\cdot И'_1 + К'_1 p\cdot С\cdot[1-(1+i)^{-n}/i] + К'_1(1-p\cdot n)/(1+i)^n, \text{ руб.}$$

где i– ставка альтернативного вложения (i принятого = 0,04);

Ц – стоимость подключения к районной сети,

n– число периодов (для года = 4);

C– ставка налога на прибыль (c = 0.35).

б) В случае применения подземной подстанции.

$$К_1'' = К'_{Л1}\cdot l_1 + К_{Л2}'\cdot l_2 + \cdot К_т'' \;\; ; \;\; К_{01}=0;$$

где $К_т''$– стоимость подземной подстанции.

$$И_1'' = 1{,}36\cdot З_0\cdot k_р\cdot n\cdot(l_1+l_2) + P_{с\Sigma} T_к C_э + 0{,}02\, S_т\, T_к\, C_э + S^2_{с\Sigma}\, T_к\, C_э(l_1+l_2)/U_б^2\gamma_1 s_1) + 0{,}3$$
$$(1{,}36\cdot З_0\cdot k_р\cdot n\cdot(l_1+l_2) + 0{,}2К''_1 р), \text{ руб.}$$

Тогда:

$$З''_1 = -К''_1\text{-Ц} + (С-1)\cdot И''_1\,[1-(1+i)^{-n}]/i + К''_1\cdot p\cdot С\cdot[1-(1+i)^{-n}]/i + К''_1(1-p\cdot n)/(1+i)^n;$$

в) Затраты по варианту электроснабжения от дизельной электростанции без трансформации энергии включают в себя: затраты на приобретение и обслуживания ДЭС, на выработку электроэнергии, строительство кабельной линии по штольне, издержки, связанные с потерями в кабеле и прочие затраты.

$$К_2'' = К_д + К'_{л2}\cdot l_2 \quad ; \quad К_{02} = P_{с\Sigma}\cdot T_к\cdot q\cdot C_т.$$

где $К_д$– стоимость ДЭС, *руб.*;

q–удельный расход топлива *кг/кВт·ч*;

$C_т$– стоимость топлива *руб./кг*.

$$И'_2 = 1{,}36\cdot З_д\cdot n_д\cdot к_р + P_{с\Sigma}\cdot T_к\cdot q\cdot C_т +$$
$$+ S^2_{с\Sigma}\cdot T_k\cdot q\cdot C_т\cdot l_2 / U^2_{04}\cdot\gamma_2\cdot s_2 + 0{,}3(1{,}36\cdot З_д\cdot n_д\cdot к_р + 0{,}2\cdot К''_2 р), \text{ руб.,}$$ где

$З_д$–сменная зарплата по обслуживанию ДЭС *руб./см.*

$n_д$– число смен работы.

$$З_2 = -К''_2 - К_{02} + (С-1)\cdot И'_2\,[1-(1+i)^{-n}]/i + К''_2\cdot p\cdot С\cdot[1-(1+i)^{-n}]/i +$$
$$+ К''_2\cdot(1-p\cdot n)/(1+i)^n$$

г) Затраты по варианту электроснабжения от дизельной электростанции с трансформацией энергии включают в себя: затраты на приобретение и обслуживания ДЭС и двух ТП, на выработку электроэнергии, строительство кабельной линии по штольне, издержки, связанные с потерями в кабеле и трансформаторах и прочие затраты.

$$К_2'' = К_д + 2\cdot К'_т + К'_{л2}\cdot l_2 \quad ; \quad К_{02} = P_{с\Sigma}\cdot T_к\cdot q\cdot C_т.$$

где $К_д$– стоимость ДЭС, *руб.*, $К_{тп}$ – стоимость трансформатора, *руб.*,

q–удельный расход топлива *кг/кВт·ч*;

$C_т$– стоимость топлива *руб./кг*.

$$И''_2 = 1{,}36\cdot З_д\cdot n_д\cdot к_р + P_{с\Sigma}\cdot T_к\cdot q\cdot C_т + 2\cdot 0{,}02\, S_т\, T_к\cdot q\cdot C_т +$$
$$+ S^2_{с\Sigma}\cdot T_k\cdot q\cdot C_т\cdot l_2 / U^2_6\cdot\gamma_1\cdot s_1 + 0{,}3(1{,}36\cdot З_д\cdot n_д\cdot к_р + 0{,}2\cdot К''_2 р), \text{ руб.,}$$ где

$З_д$–сменная зарплата по обслуживанию ДЭС *руб./см.*

$n_д$– число смен работы.

$$З''_2 = -К''_2 - К_{02} + (С-1)\cdot И''_2\,[1-(1+i)^{-n}]/i + К''_2\cdot p\cdot С\cdot[1-(1+i)^{-n}]/i +$$
$$+ К''_2\cdot(1-p\cdot n)/(1+i)^n$$

Приняты следующие числовые значения параметров:

исходные: $l_1 = 15$ км, $l_2 = 0{,}3$ км; $C_э = 2{,}2$ руб. / кВт·ч. $C_т = 19$ руб. / кг; $к_р = 1{,}3$;

расчетные: $S_{cΣ}=70$кВ·А; $P_{cΣ}=50{,}4$кВт; $s_1=16$ мм^2; $s_2=50$ мм^2; $S_т=100$ кВ·А;

табличные: $K'_{л1}=570000$ руб./км; $K'_{л2}=893000$ руб./км;(табл. 9, 10); $K_д=593000$ руб.(табл. 11); $K'_т=211000$ руб.(табл. 12), Ц=10000·71=710000 руб.

$K'_{л2}=410000$руб.(кабель сечением 16 мм^2); $З_д = 120$ руб./км; $З_д=720$ руб./см;(табл. 14); $T_к=1340$ч

$n_д=192$ см; $q=0{,}17$кг/кВт·ч; $\gamma_1=32$ м/Ом·мм^2; $\gamma_2=53$ м/Ом·мм^2; $p=0{,}1$; $C=0{,}26$; $i=0{,}04$

Вариант №1:

$K'_1=570000\cdot15+893000\cdot0{,}3+211000=9028900$руб.

$И'_1=1{,}36\cdot1{,}3\cdot120\cdot192\cdot(15+0{,}3)+50{,}4\cdot1340\cdot2.2+0{,}02\cdot100\cdot2.2\cdot1340+(70^2\cdot1340\cdot2.2\cdot15)/6^2\cdot32\cdot16+$
$+(70^2\cdot1340\cdot0{,}3\cdot2.2)/0{,}38^2\cdot53\cdot50+0{,}3(1{,}36\cdot1{,}3\cdot192\cdot(15+0{,}3)+0{,}2\cdot9028900\cdot0{,}1)=1041943$руб.

$З'_1=-9028900-10000\cdot71+(0{,}26-1)\cdot1041943\ (1-(1+0{,}04)^{-4})/0{,}04+$
$+9028900\cdot0{,}1\cdot0{,}26\cdot(1-(1+0{,}04)^{-4})/0{,}04+9028900\cdot(1-0{,}1\cdot4)/(1+0{,}04)^4=-7054797$руб.

Вариант №2:

$K'_1=570000\cdot15+410000\cdot0{,}3+211000=\ 8884000$руб.

$И''_1=1{,}36\cdot120\cdot1{,}3\cdot192\cdot(15+0{,}3)+50{,}4\cdot1340\cdot2.2+0{,}02\cdot100\cdot2.2\cdot1340+$
$+(70^2\cdot1340\cdot2.2\cdot(15+0{,}3))/(6^2\cdot32\cdot16)+0{,}3\cdot(1{,}36\cdot120\cdot1{,}3\cdot192\cdot(15+0{,}3)+0{,}2\cdot8884000\cdot0{,}1)=1029983$р.

$З''_1=-8884000-710000+(0{,}26-1)\cdot1029983\cdot(1-(1+0{,}04)^{-4})/0{,}04+$
$+8884000\cdot0{,}1\cdot0{,}26\cdot(1-(1+0{,}04)^{-4})/0{,}04+8884000\cdot(1-0{,}1\cdot4)/(1+0{,}04)^4=-6965766$ руб.

Вариант №3:

$K'_2=593000+893000\cdot0{,}3=860900$; $K_{02}=50{,}4\cdot1340\cdot19\cdot0.17=218141$руб.

$И'_2=1{,}36\cdot720\cdot1{,}3\cdot192+50{,}4\cdot1340\cdot0{,}17\cdot19+(70^2\cdot1340\cdot0{,}17\cdot0{,}3\cdot19)/(0{,}38^2\cdot53\cdot50)+$
$0{,}3\cdot(1{,}36\cdot720\cdot1{,}3\cdot192+0{,}2\cdot860900\cdot0{,}1)=557664$руб.

$З'_2=-860900-218141-(0{,}26-1)\cdot557664\cdot(1-(1+0{,}04)^{-4})/0{,}04+860900\cdot0{,}1\cdot0{,}26\cdot(1-(1+0{,}04)^{-4})/\ 0{,}04$
$+860900\cdot(1-0{,}1\cdot4)/(1+0{,}04)^4=-2054206$ руб.

Вариант №4:

$K''_2=593000+410000\cdot0{,}3+211000=927000$; $K_{02}=50{,}4\cdot1340\cdot19\cdot0.17=218141$руб.

$И''_2=1{,}36\cdot720\cdot1{,}3\cdot192+50{,}4\cdot1340\cdot0{,}17\cdot19+2\cdot0{,}02\cdot100\cdot1340\cdot0{,}17\cdot19+$
$+(70^2\cdot1340\cdot0{,}17\cdot0{,}3\cdot19)/(6^2\cdot16\cdot32)+0{,}3\cdot(1{,}36\cdot720\cdot1{,}3\cdot192+0{,}2\cdot927000\cdot0{,}1)=559092$руб.

$З''_2=-927000-218141-(0{,}26-1)\cdot559092\cdot(1-(1+0{,}04)^{-4})/0{,}04+927000\cdot0{,}1\cdot0{,}26\cdot(1-(1+0{,}04)^{-4})/\ 0{,}04$
$+927000\cdot(1-0{,}1\cdot4)/(1+0{,}04)^4=-2084001$ руб.

Наиболее дешевый вариант №3, поэтому окончательно принимается вариант электроснабжения от ДЭС без трансформации электроэнергии.

5. Рассчитываем токи к. з. для принятого варианта электроснабжения: ДЭС *АДС 105-Т400 РД*, расстояние от энергоисточника до потребителей *300 м*. Кабель сечением *50 мм*^{2}.

$$I_{кз}^{(3)} = U/\sqrt{3}\cdot Z_{тр} = 380/\sqrt{3}\cdot 0{,}07 = 3137A$$

$$Z_{тр} = U_{кз}\cdot U_н/100\cdot\sqrt{3}\cdot I_н = 4{,}5\cdot380/100\cdot1{,}73\cdot141{,}4 = 0{,}07Ом$$

$$I_{кз}^{(2)} = U\ /2\cdot Z_\Sigma = 380\ /2\cdot0.167\ = 1137\ .7\ A$$

$$Z_\Sigma = \sqrt{(R_{тр}+R_к)^2+(X_{тр}+X_к)^2} = \sqrt{(0{,}0328+0{,}113)^2+(0{,}062+0{,}021)^2} = 0{,}167Ом$$

$R_{тр} = 0{,}0328Ом$

(Значение R.тр и U.кз уточняйте у своего преподавателя)

$R_к = l/\gamma\cdot s_к = 300/53\cdot50 = 0{,}113Ом$

$X_{тр} = \sqrt{Z_{тр}^2 - R_{тр}^2} = \sqrt{0{,}07^2-0{,}0328^2} = 0{,}062Ом$

$X_к = 0{,}07\cdot0{,}3 = 0{,}021Ом$

Выбор оборудования производится по номинальным значениям напряжения и тока. На выходе с подстанции и далее до потребителя применяем оборудование: в рудничном исполнении: фидерный автомат *АФВ–1* с номинальным значением тока *200А* и предельной отключающей способностью *5кА*.

$$I_{отк} \geq 1,2 I_{кз}^{(3)} \quad ; \qquad 5000 > 1,2 \cdot 3137 = 3764$$

Ток уставки: $I_у = I_{тахкз} + \Sigma I_н = (5 \cdot 36/1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,72) + (71\text{-}36)/1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,72 = 454,2\ А$

Принимаем ток уставки *460А*.

$$I_{кз}^{(2)} / I_у \geq к_у ; 1137.7 / 460 = 2.47 \geq 1,5$$

Выбираем кабели и магнитные пускатели, которые размещаются в распредпункте близ забоя для питания и управления отдельных потребителей:

компрессор: $I_к = P_{нк} / \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi = 36/1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,75 = 73А$

(Пускатель *ПВИ–125* с уставкой *365А*)

погрузмашина: $I_{пм} = 24/\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,65 = 56,1\ А$

(Пускатель *ПВИ–63* с уставкой *280А*);

вентилятор: $I_в = 4/\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,75 = 8,1\ А$

(Пускатель *ПВИ–25* с уставкой *40 А*);

освещение: $I_о = 3/\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 1 = 4,6\ А$

(Выключатель *ПРШ–1* и трансформатор *ТСШ–4.5/0.4*, понижающей напряжение до *127 В*).

Задание по контрольной работе №2.

ПОТРЕБИТЕЛИ						РАССТОЯНИЕ, *км*			районный коэфф. $к_р$	Стоимость подключения к районной сети, тыс.руб/кВт
№	Буровые и горные работы					до районной ЛЭП $l_р$, *км*	сетка скважин, *км*	от устья до забоя		
	тип установки	кол–во установок	штольня	шахта	шурфы					
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
1	УКБ–3	3				7	03×03		1.2	11
2	УКБ-4	3				8	03×03		1.2	6,5
3	УКБ-5	3				9	03×03		1.2	4,8
4	УКБ-7	3				10	03×03		1.2	3
5	ЗИФ-650	3				11	03×03		1.2	7
6	ЗИФ-1200	3				12	03×03		1.2	8,6
7	УКБ-3	4				9	02×02		1.1	17
8	УКБ-4	4				10	02×02		1.1	2
9	УКБ-5	4				11	02×02		1.1	1,8
10	УКБ-7	4				12	02×02		1.1	9,2
11	ЗИФ-650	4				13	02×02		1.1	5
12	ЗИФ-1200	4				14	02×02		1.1	8
13	УКБ-3	5				10	025×025		1.3	5,8
14	УКБ-4	5				11	025×025		1.3	8,4
15	УКБ-5	5				12	025×025		1.3	11
16	УКБ-5	5				13	025×025		1.3	16
17	УКБ-7	5				14	025×025		1.3	8,7
18	ЗИФ-650	5				15	025×025		1.3	5,9
19	ЗИФ-1200	5				16	025×025		1.3	11,5
20	УКБ-2	6				11	04×04		1.4	10
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**

21	УКБ-3	6				12	04×04		1.4	8
22	УКБ-4	6				13	04×04		1.4	11
23	УКБ-5	6				14	04×04		1.4	9
24	УКБ-7	6				15	04×04		1.4	6
25	ЗИФ-650	6				16	04×04		1.4	4,8
26	ЗИФ-1200	6				17	04×04		1.4	2,2
27	УКБ-2	2				6	015×015		1.4	12,5
28	УКБ-3	2				6	015×015		1	4
29	УКБ-4	2				6	015×015		1	3,8
30	УКБ-5	2				6	015×015		1	4,5
31	УКБ-7	2				6	015×015		1	3,5
32	УКБ-7	2				6	015×015		1.1	5
33	ЗИФ-650	2				6	015×015		1	16
34	ЗИФ-1200	2				6	015×015		1	12,5
35	ЗИФ-1200	2				8	02×02		1	9,9
36	УКБ-2	3				13	01×01		1.3	14,4
37	УКБ-3	3				13	01×01		1.3	5,9
38	УКБ-4	3				13	01×01		1.2	7
39	УКБ-5	3				13	01×01		1.1	12
40	УКБ-7	3				13	01×01		1.3	9,2
41	УКБ-7	3				13	01×01		1.2	6
42	ЗИФ-650	3				13	01×01		1.4	5,4
43	ЗИФ-1200	3				13	01×01		1.1	4,7
44			+			7		0.4	1.2	13,1
45			+			8		0.35	1.1	4,5
46			+			9		0.3	1.2	1,7
47			+			10		0.2	1.3	0,9
48			+			11		0.25	1.2	5
49			+			12		0.5	1.3	4,2
50			+			13		0.4	1.1	6,6
51			+			14		0.45	1.3	4
52			+			6		0.3	1.2	7
53				+		7		03/02	1.1	5,9
54				+		8		01/03	1.2	11
55				+		9		015/02	1.3	8,5
56				+		10		02/02	1.2	8,5
57				+		11		02/03	1.1	7
58				+		12		01/04	1.2	3
59				+		6		04/01	1.4	7,8
60				+		5		05/01	1.4	12
61				+		9		03/01	1.3	10
62		3			+	5	01×01	0.016	1.2	3,9
63		4			+	6	015×015	0.020	1.2	5,5
64		2			+	7	02/015	0.015	1.4	10
65		3			+	8	02/02	0.012	1.1	6,8
66		5			+	10	02×02	0.01	1.2	15
67		2			+	9	015×015	0.008	1.1	7
68		3			+	8	01×01	0.008	1	9,4
69				+		8		03/01	1	3
70			+			9		0.5	1.1	0,8
71	УКБ-2	3				8	015×015		1.1	11
72	УКБ-3	3				7	02×02		1.2	7,3
73	УКБ-4	3				7	02×02		1.2	6,7
74	УКБ-5	3				10	03×03		1.1	5
75	УКБ-7	3				10	04×04		1.1	8

ПРИЛОЖЕНИЕ:

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые.

Таблица №1

частота вращения (синхронная)	диапазон мощности	диапазон КПД	диапазон коэфф. мощности	$M_{max}/M_н$	$I_{нач}/I_н$
Закрытые обдуваемые двигатели серии 4А					
3000	009–315	60–93	07–091	2.2–1.9	5–7
1500	006–315	50–94.5	06–092	2.2–1.9	5–7
1000	018–200	56–94	062–09	2.2–1.9	5–7
750	025–160	56–93.5	065–085	19–17	3.5–6.5
600	37–110	91–93	078–083	1.8	6
500	45–90	90–92	075–076	1.8	6
Защищенные двигатели серии 4А					
3000	22–400	88–95	088–092	2.2–1.9	7
1500	18.5–400	88.5–94.5	087–091	2.1–2	6.5–7
1000	18.5–250	87–94	085–09	2–1.9	6–6.5
750	15–200	86–94	08–086	1.9	5.5
600	45–132	90–92.5	081–083	1.8	5.5
500	55–110	90.5–92	078–077	1.8	5.5

Шкала мощностей трехфазных асинхронных электродвигателей серии 4А:
0,37; 0,55; 0,75; 1,1; 1,5; 2,2; 3; 4; 5,5; 7,5; 11; 15; 18,5; 22; 30; 37; 45; 55.

Взрывозащищенные двигатели серии ВАО

Об/мин	$P_н$		$P_н$	
3000	1.5–100	напряжение *380* или *660 В*	132–200	напряжение *380/660. В*
1500	1.1–100		132–200	
1000	08–75		110–200	
750	2.2–55		75–200	
600	1.7–400		75–200	

Технические данные некоторых аппаратов с напряжением менее 1000В.

Силовые предохранители.

Таблица №2

серия или тип	номинальный ток, *А*		предельное значение отключаемого тока, *кА* при *U=380*
	предохранителя	плавкой вставки	
ПР–2	15	6, 10; 15	0.8–8
ПР–2	60	20, 25, 35, 45, 60	1.8–4.5
ПП–21	100; 160; 250; 400	100; 160; 250; 400	

Рубильники

тип	Напряжение, *В*	Ном, ток, *А*	Сквозной предельный ток к. з., *кА*	Термическая стойкость при к.з., *кА*	Число полюсов
Р. РП	380	100, 250 400, 630	20, 40 – –	50, 150	1,2,3

Автоматические выключатели с тепловыми и электромагнитными расцепителями.

тип	Напряжение, *В*	Ном, ток, *А*	Ном, токи расцепителя, *А*	Предельная отключающая способность, *кА*	Масса, *кг*
АП–50	до 500	50	1,6; 2,5; 4,6; 10; 16; 25; 40; 50.	1,53–4,25	1–1,3
А–3100	до 500	50, 100, 200, 600	15,25,30,40,50,60,80,100 150,200,300,400,500,600	5, 10, 15, 30,	1,2–1,7
АФВ	до 500	200, 350, 500			190, 210, 240

Магнитные пускатели реверсивные и нереверсивные.

серия	номинальное напряжение	наибольшая мощность управляемого двигателя, *кВт*	Номинальный ток, *А*
ПА	380	17; 28; 55; 75	26; 44; 78; 105
ПМА	380	1,5; 4; 10; 17; 30; 55; 75	4; 10;25; 40; 63; 100; 160
ПВИ	380	13; 32; 85; 125	25; 63; 125; 250

Примечание:
Цифры в типе пускателя означают:
Первая – размер пускателя (*4 кВт –1; 10кВт –2; 17кВт –3; 30квт– 4; 55кВт –5; 75кВт –6*)
Вторая – род защиты (1– открытые; 2– защищенные; 3– пылеводозащищенные)
Третья – исполнение и наличие тепловой защиты.

Так, если пускатель реверсивный с тепловой защитой –4; а без защиты –3; если пускатель нереверсивный с тепловой защитой –2, а без защиты –1

Электротехнические параметры буровых установок.
Таблица №3

Наименование	Глубина бурения	Мощности (марки) отдельных потребителей установок, *кВт*						
		привода станка	привода гидросистемы	привода насоса	привода трубораз ворота	освещения	аппаратуры контроля и управления	приборов обогрева
1	2	3	4	5	6	7	8	9
УКБ–2	50/100	11(А0–52–4/2)	1.5(4А–80Б–4)	3(А02–32–4)	3кВт	0,5	1	10
УКБ–3	200/300	15(4А–160–4)	1.5(4А–80Б–4)	7.5(4А–132–4)	3 кВт	1	2	20
УКБ–4	300/500	22(А02–71–4)	3(А02–32–4)	7.5(А02–51–4)	3 кВт	1,5	2	35
УКБ–5	500/800	30(А01–72–4)	3(А02–32–4)	22(А02–72–6)	3 кВт	2,5	3	35
УКБ–7	1200/ 2000	70–(Д–3–12)	4+0.8(А02–41–4)	25(П–82)	(А0ЛС2 –31–4)	3	3	41
СБА–500	300/500	22(А02–71–4)	–	7.5(А02–51–4)	3 кВт	1,5	2	35
ЗИФ–650м	500/800	30(А2–72–4)	3(А02–41–6)	22(А2–72–6)	3 кВт	2,5	3	35
ЗИФ–1200мр	1500/ 2000	55(АК–91–6)	3+1.7(А02–41–6)	2×30(А02–82–8)	3 кВт	3	3	41

Продолжение таблицы №3

Наименование	Суммарная номинальная мощность, *кВт* ($P_н$)		Эффективное число потребителей		Коэффициенты					
					Использования $к_и$		Максимума $к_м$		Мощности $cos\varphi$	
	без эл. обогрева	с эл. обогревом	без эл. обогр.	с эл обогр.	без эл обогр.	с эл обогр.	без эл обогрева	с эл обогревом	без эл обогр.	с эл обогр.
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
УКБ–2	20	30	2,8	3,7	0,46	0,52	1,74	1,56	0,66	0,77
УКБ–3	30	50	3,03	3,6	0,43	0,51	1,71	1,63	0,62	0,76
УКБ–4	39	74	2,69	3,05	0,46	0,52	1,75	1,52	0,63	0,67
УКБ–5	63,5	98,5	2,84	3,11	0,46	0,5	1,74	1,55	0,58	0,73
УКБ–7	109	150	1,8	3,1	0,68	0,66	1,33	1,36	0,74	0,81
СБА–500	36	71	2,33	4,92	0,46	0,52	1,75	1,54	0,63	0,67
ЗИФ–650м	63,5	98,5	2,84	5,14	0,46	0,5	1,74	1,55	0,68	0,73
ЗИФ–1200мр	129	170	3,4	5,1	0,4	0,46	1,87	1,65	0,54	0,65

Продолжение таблицы №3

Наименование	Расчетные мощности буровых установок							
	средняя активная *кВт* (P_c)		средняя полная *кВ·А* (S_c)		расчетная активная *кВт* ($P_р$)		расчетная полная *кВ·А* ($S_р$)	
	без эл обогрева	с эл обогревом	без эл обогрева	с эл обогревом	без эл обогрева	с эл обогревом	без эл обогрева	с эл обогревом
21	22	23	24	25	26	27	28	29
УКБ–2	9,2	15,6	13,9	20,5	16	24,3	24,2	31,6
УКБ–3	12,9	25,5	20,8	36,4	22	41,6	35,5	54,7
УКБ–4	18	38,6	28,7	57,6	31,5	58,7	50	87,6
УКБ–5	29,2	49,2	50,3	67,4	50,8	76,3	87,6	104,5
УКБ–7	74,2	99	100,2	122,2	98,7	13,4	133,4	165,4
СБА–500	16,5	36,9	26,9	55	28,8	56,8	45,7	84,6
ЗИФ–650м	29,2	49,2	50,3	67,4	50,8	76,3	87,6	104,5
ЗИФ–1200мр	51,6	78,2	95,6	120,3	96,5	129	178,7	198,5

Примечание:

1) Для всех установок $к_м$ без обогрева (графа 17) определен при *n=4*.

2) Аппаратура контроля и управления включает в себя контрольно–измерительную аппаратуру курс–411 (до *1 кВт*), шкаф управления (до *1 кВт*) устройство для смазки колонны (*1,26 кВт*).

3) В буровых установках, где предусматривается подогрев, добавляется еще такие потребители, как обогреваемый подсвечник (*2 кВт*), шесть электропечей *ТП–10–2* по (*1 кВт*), электрокалорифер типа *" ВУЛКАН" (18=25 кВт)*, электроводонагреватели *НЭ–1В (9 кВт),* общая номинальная мощность которых составляет для крупных установок *(35–42 кВт).*

Параметры некоторого оборудования с электроприводом, используемого при проведении горно-разведочных выработок.

Таблица 4

Оборудование	Марка	Грузоподъемность *т*	Максимальная глубина *м*	Мощность привода, *кВт*
Подъемные установки:				
краны:	*КШ-1М*	0,23	40	4.0
	КШ-100	0,10	35	1,4
лебедки:	*БЛ-1200\1030*	2,50	140(один слой)	45(60)
	2БЛ-1200\830	2,50	95	25(35)
	БЛ-1600\1224	4,00	216	
	2БЛ-1600\824	120(160)		
	БМ-2000\1520А	4,00	130	
		60(75)		
		5,00	195	175

		Подача, $м^3/ч$	Давление, *МПа*	Мощность, *кВт*
Компрессорные установки	*ШВКС*	5	–0,7	36
	6ВКМ-13\8	13	0,8	80
	ВП-10\8	10	0,8	75
	ВП-20\8	10	0,8	125
	ВП-30\8	30	0,8	175
	ПР-10	10	0,7	96

		Подача, $м^3/мин$	Напор, *м*	Мощность, *кВт*
Насосные установки	*ГНОМ-10А*	21	14,5	1
	ПНВ-15А	15	35	5
	ППН-50-12	50	250	75
	К-60	60	20	7

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
Вентиляторные установки		Подача, $м^3/с$	Давление, *КПа*	Мощность, *кВт*
	СВЦ-4А	0,3	0,4	0,4
	ВМ-3М	0,8-1,67	1,0-0,4	2,2
	ВМ-4М	0,83-2,58	1,45-0,7	4
	ВМ-5М	1,67-4,67	2,4-0,6	13
		Подача, $м^3/с$	Давление, *КПа*	Мощность, *кВт*
	ВМ-6М	2,33-0,8	3,4-0,75	24
	ВМ-8М	4,0-1,3	4,2-0,8	55
	ВЦО	4,3	6	50
Электросверла		Кр. момент, *кг/см*	Масса, *кг*	Мощность, *кВт*
	СЭР-19-М	350	18	1,2
	ЭР14Д-М	106	14	1,0
	ЭР18Д-М	200	16,5	1,4
Оборудование для уборки и откатки породы:		Производитель-ность, $м^3/мин$	Емкость ковша, $м^3$	Р, *кВт*
погрузмашины:	*ЭПМ*	0,5	0,2	12/12
	ППН-1-Н	0,5	0,125	3/3
	ППН-2	0,8-1,6	0,25	13/13
скрепленные лебедки:	*10ЛС*			10
	17ЛС			17
электровозы:	*АЗ-1*	Эл. двигатели постоянного тока		4,5
	А5-1			12,5
	К5-1			20

Значения коэффициентов использования $к_и$, спроса $к_с$ мощности $cos\ \varphi$ для различных групп потребителей электроэнергии геологоразведочных работ.

Таблица 5.

Наименование потребителей	коэффициенты		
	$к_с$	$cos\ \varphi$	$к_и$
1. Технологические потребители			
Буровые станки с асинхронным приводом	0,6-0,7	0,65-0,7	0,4-0,5
Буровые станки с плавнорегулируемым приводом	-	0,85	0,8
Буровые насосы	0,3	0,4-0,5	0,3-0,4
Вентиляторы, насосы водоотлива, моторгенератора	0,7	0,75	0,7
Трубороразвороты	0,2	0,88	0,1
Компресорные установки	0,8	0,75	0,75
Погрузочные машины	0,7	0,65	0,65
Подъёмные лебёдки	0,2-0,25	0,5-0,6	0,2
Скреперные лебёдки	0,5	0,65	0,5
Сварочные трансформаторы, генераторы	0,5	0,75	0,5
Станки металлорежущие	0,2	0,5	0,12
Нагревательные приборы, печи, сушилки	0,8	1	1
Электрокалориферы	-	0,9	0,6
Ртутные выпрпмители	0,9	0,9	0,9
Вододогрев	-	1	0,2
Освещение	0,9	1	0,9
Лабораторное оборудование	0,6	0,65	0,5
2. Административно-бытовые потребители.			
Поселок	0,75	0,95	
Гараж	0,5	1	
Котельная, водокачка	0,7	0,75	0,7
Техсклад, баня	0,45-0,5	0,65-0,7	0,45

Коэффициенты максимума $к_м$ для различных коэффициентов исспользования $к_и$ в зависимости от приведенного (эффективного) $n_э$ числа приемников.

Таблица 6.

$n_э$	$к_и$									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	10	6,9	5,1	3,4	2,6	2	1,68	1,42	1,26	1,11
2	5,9	4,3	3,8	2,8	2,3	1,81	1,58	1,39	1,22	1,1
3	4,6	3,7	3,1	2,5	2,0	1,71	1,6	1,34	1,2	1,09
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	
5	3,23	2,87	2,42	2,00	1,76	1,57	1,47	1,26	1,12	
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1	
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08	
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	
14	2,1	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,2	1,13	1,07	
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	
18	1,91	1,7	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,1	1,06	
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06	
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,1	1,05	
35	1,56	1,41	1,3	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	
40	1,5	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	
45	1,45	1,39	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04	
50	1,4	1,3	1,23	1,16	1,14	1,11	1,1	1,08	1,04	
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,1	1,09	1,07	1,03	
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,1	1,1	1,09	1,06	1,03	
80	1,25	1,2	1,15	1,1	1,1	1,1	1,08	1,06	1,03	
90	1,23	1,18	1,13	1,1	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02	
100	1,21	1,17	1,12	1,1	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02	
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	
160	1,16	1,13	1,1	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	

Материалы к расчету освещения.
Нормы освещенности, регламентированные правилами технической эксплуатации.
Таблица 7.

Освещаемые объекты	Нормы освещенности, *Е, лк.*
Основные работы	
Места проведения буровых работ	5-10
Машинные помещения стационарных механизмов (насосы, компрессоры, подъёмные установки)	25-30
Кабины машин, механические мастерские.	30-40
Конторы	50
Прочие помещения	20-25
Подземные работы	
Машинные камеры, электростанции	50
Забои	30
Откаточные выработки	2

Значение удельной установленной мощности для светильников типа “Ум” , *Вт/м².*

Высота подвеса ламп, *м*	Необходимая площадь освещения, *м²*	Освещенность по нормам , *лк*				
		5	10	20	30	50
2-3	10-15	4,5	8	14	19	18
2-3	15-25	3,6	6,6	11,5	15	23
2-3	25-50	3	5,4	9,5	12	18,5
3-4	10-15	5,6	9,6	16	22	33
3-4	15-20	4,7	8,2	14	18	29
3-4	20-30	4	7	11,5	16	25

Материал к расчету заземления .
Средние удельные сопротивления грунтов и вод, рекомендуемые для предварительных расчетов.
Таблица 8.

Грунт	Удельное сопротивление, *Ом·м*	Грунт	Удельное сопротивление, *Ом·м*
Глина	70	Скала	4000
Глина каменистая	100	Суглинок	100
Земля садовая	50	Супесь	300
Известняк	2000	Торф	20
Лесо	250	Вода:	
Мергель	2000	грунтовая	50
Песок	500	морская	3
		речная	100

Основные характеристики различных климатических зон

Данные, характеризующие климатические зоны и тип электродов	Климатические зоны			
	1	2	3	4
Средняя низкая температура(январь), ^0C	-(15+20)	-(10+14) -4-10	-(0+10)	0+5
Средняя высшая температура(июль), ^0C	+(16+18)	+(18+22)	+(22+24)	+(24+26)
Продолжительность замерзания, дни	190-170	150	100	0
Повышающий коэффициент *к*: при применении стержневых электродов длиной 2-3 *м* и глубине заложения их вершины на 0,5-0,8 *м*	1,8-2	1,5-1,8	1,4-1,6	1,2-1,4
при применении протяженных электродов и глубине заложения их 0,8 *м*	4,5-7	3,5-4,5	2,0-2,5	1,5-2

Технико-экономические характеристики воздушных линий (марка провода АС).
Таблица 9.

Сечение провода *мм²*	Длительно допустимая токовая нагрузка, *А*	Распределительные линии с оголенными проводами *10/6 кВ*	
		Стоимость, *тыс.руб./км*	
		Деревянные опоры	Железо-бетонные опоры
16	105	444	564
25	135	450	570
35	175	460	580
50	210	471	591
70	265	488	608
95	320	512	632

Ориентировочно:

Стоимость линий с изолированными проводами выше в 1,5 раза.

Стоимость линий 35 кВ в 1,5 раза выше стоимости линий 6/10 кВ с голыми проводами.

Технико-экономические характеристика кабельных линий (рабочее напряжение до 1 кВ).

Таблица 10.

Сечение жилы $мм^2$	Длительно допустимая токовая нагрузка, *А*		Стоимость *1 км* линии, *тыс.руб.*, в зависимости от вида прокладки и марки кабеля				
	В траншее	На конструкциях	В траншее		На конструкциях		В блоке
			АС, АОСБ	*АВВГ*	*АВББШНГ*	*ААБГ, АОЛБГ*	*АСТГ*
1	2	3	7	8	9	10	11
С алюминиевыми жилами без стоимости траншей и конструкций							
2,5 1,08	31	22	-	62	97	-	
4 1,11	42	29	70	66	100	-	
6 1,17	55	35	75	70	107	90	
10 1,25	75	46	95	77	137	103	
16 1,4	90	60	120	87	162	110	
25 1,6	125	80	155	107	190	143	
35 1,85	145	95	175	121	215	160	
50 2,21	180	120	325	180	251	228	
70 2,67	220	155	450	270	293	390	
95 3,29	260	190	600	423	348	420	
120 3,8	300	220	760	500	430	490	
С медными жилами без стоимости траншей и конструкций							
СТГ			*ОБ КНРЭ*		*СБГ НРШМ*		
2,5	40	28	160		116		
4	5	37	189		157		
6	70	45	247		202		
10	95	60	323		261		
16	120	80	415		410		
25	160	105	539		515		
35	190	125	692		723		
50	235	155	893		951		
70	285	200	1213		1271		
95	340	245	1740		1890		
120	390	285	1986		2107		

.

Технико-экономические параметры некоторых
дизель-агрегатов и электростанций на их основе.
Таблица 11.

Марка дизель-агрегата	Мощность, *кВт*	Расход топлива, *л/ч*	Стоимость единицы, *тыс.руб.*			Нормы амортизации %
			Передвижной на шасси	Полустационарная в контейнере	Стационарной электростанции	
АДС 20-Т400 РЯ	20	4,8	308	398	346	0,235
АДС 35-Т400 РЯ	35	8,6	345	420	473	0,235
АДС 60-Т400 РД	60	10,2	402	495	628	0,194
АДС 105-Т400 РД	105	17,9	564	593	750	0,194
АДС 200-Т400 РК	200	48,4	1054	999	1100	0,07
АДС 270-Т400 РК	270	66,2	1235	1190	1318	0,066
АДС 400-Т400 РД	400	86,1	2602	2510	2638	0,066
АДС 600-Т400 РК	600	115,7	3110	3063	3145	0,066

Комплектные трансформаторные подстанции.
Таблица 12.

Напряжение, *кВ*	Мощность трансформаторов, *кВ·А*	Потери, *кВт*		Напряжение, к.з.,%	Стоимость, *тыс.руб.*			
		Холостого хода	Короткого замыкания		мачтовые	киосковые	передвижные	*КТП*
6-10/0,4	40	0,175	1	4,5	104	-	-	-
6-10/0,4	63	0,24	1,28	4,7	113	154	155	195
6-10/0,4	100	0,33	1,97	4,5	129	170	210	211
35/6-10	100	0,46	1,97	6,5	-	-	-	-
6-10/04	160	0,42	1,97	6,5	151	197	193	233
35/6-10	160	0,66	2,65	6,5-6,8	-	-	-	-
6-10/04	250	0,74	3,74	4,5-4,7	182	227	298	281
35/6-10	250	0,96	3,7	6,5	-	-	-	-
6-10/04	400	0,92	5,5	4,5-4,7	-	266	352	315
35/6-10	400	1,35	5,5	6,5	-	-	-	-
6-10/04	630	1,42	7,6	5,5	-	351	452	401
35/6-10	630	2	7,6	6,5	-	-	-	-
6-10/04	1000	2,1	12,2	6,5	-	505	547	530
35/6-10	1000	2,35	18	6,5	-	-	-	-
35/6-10	1600	3,1	18	6,5	-	735	-	805
35/6-10	2500	4,35	25	6,5	-	1150	-	1205

Табл. №13. Ориентировочные тарифы на оплату энергоресурсов.

Электроэнергия		Дизельное топливо		Печное топливо (уголь)	
Цена подключения к рег. Линии руб/кВт (Ц)	Стоимость руб/кВт*ч ($С_т$)	Стоимость руб/кг ($С_т$)	Уд. расход (q) кг/кВт*ч	Стоимость руб/кг ($С_{тп}$)	Уд. расход ($q_п$) кг/кВт*ч
10000-15000	1.6÷2.7	14÷20	0.2÷0.3	2.4÷9.4	0.2

Табл. №14. Тарифы оплаты труда работников энергослужбы.

а)

№ п/п	Наименование профессии	Разряд	Месячная зарплата	Сменная ставка
1	Слесарь по ремонту оборудования	3	22500	900
2	Слесарь по ремонту оборудования	4	22500	900
3	Слесарь по ремонту оборудования	5	28000	1120
4	Электромонтер	4	27000	1080
5	Электромонтер	5	29000	1160

б) Оплата обслуживания энергоустановок (Q)

№ п/п	Наименование установки	Ед. измерения	Месячный тариф	Сменная ставка
1	Линия электропередач с ТП	1 км	3000	120
2	Дизельная электростанция	1 шт	18000	720
3	Печь обогрева	1 шт	6000	240
4	Утилизационная установка	1 шт	6000	240

Табл. 15. Экономическая плотность тока проводников

Материал проводников	Экономическая плотность тока j СА/мм^2 при продолжительности использования нагрузки, ч		
	1000-3000	3000-5000	5000-8000
Медь	2.5; 3; 3.5	2.1; 2.5; 3.1	1.8; 2; 2.7
Алюминий	1.3; 1.6; 1.9	1.1; 1.4; 1.7	1.0; 1.2; 1.6

* Цифры, определяющие плотность тока:

- первая – для неизолированных проводников;
- вторая – для кабелей с бумажной изоляцией;
- третья – для кабелей с резиновой изоляцией.