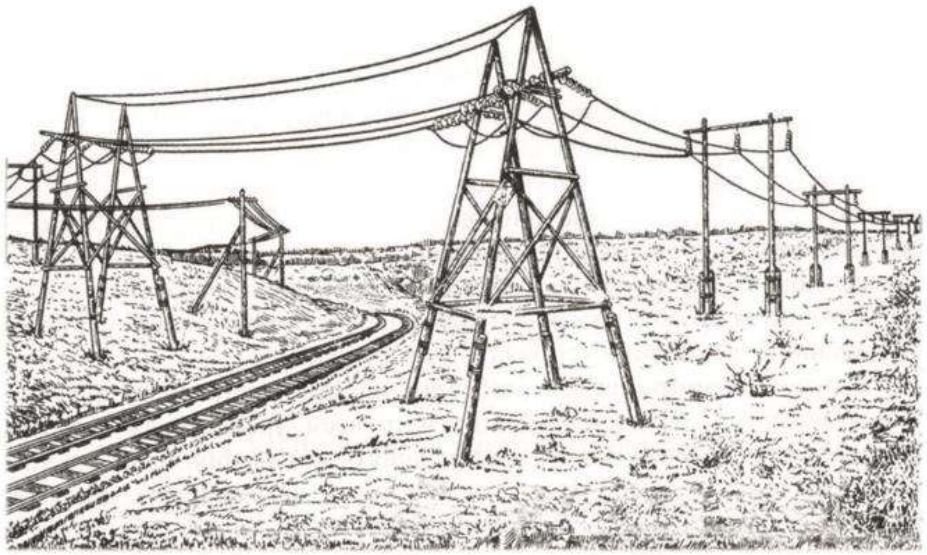
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени Серго ОРДЖОНИКИДЗЕ

А.М. Лимитовский
А.М. Соловьев

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНЫХ РАБОТ В РАСЧЕТАХ

программные положения и учебно-методическое пособие для студентов дневного, заочного и дистанционного обучения специальности 21.05.04 “Горное дело”



МОСКВА 2022

***А.М.Лимитовский, А.М.Соловьев*.** «Электрооборудование и электроснабжение горных работ в расчетах» программные положения, методические указания и контрольные задания для студентов дневного, заочного и дистанционного обучения специальности 21.05.04. «Горное дело».

Настоящие методические указания являются учебным пособием по курсу «Электрооборудование и электроснабжение горных работ» 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 горных работ с обоснованием оптимальной системы энергообеспечения. Даются примеры расчетов и необходимый справочный материал для их выполнения.

ОГЛАВЛЕНИЕ:

1. Предисловие……..…. 3

2. Программа курса…….. 3

3. Методические указания по темам курса…… 5

4. Методические указания и задания к выполнению расчетных работ…. 13

   а) Расчетная работа №1:…… 13

   Пример №1…… 14

   Задания по контрольной работе №1…… 15

   б) Расчетная работа №2:…… 16

   Пример №2…… 23

   Пример №3…… 28

   Задания к контрольной работе №2……. 31

5. Приложение:

   Справочный материал к расчетам…….. 32

Предисловие

Большинство механизмов и машин, используемых на горных предприятиях, имеют электрический привод, а вопросы технического прогресса и автоматизации в технологии горных работ базируются на его основе. Поэтому специалист-горняк должен знать: теоретические основы и методы расчёты электропривода, энергоисточников, электроснабжения; конструкции и особенности электрооборудования и электроустановок, применяющихся на горных предприятиях; методы выбора оптимальных вариантов электроснабжения; вопросы экономного использования энергоресурсов, требования безопасной эксплуатации электрооборудования и систем электроснабжения.

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

Вопросы, изучаемые в рассматриваемой дисциплине, базируются на таких курсах, как физика и электротехника, сама же она является основой циклов технологических курсов по направлению "Горное дело".

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

Программа

Содержание дисциплины «Электрооборудование и электроснабжение горных работ».

Раздел I. Основы электропривода и электрооборудование горных объектов.

Тема 1. Особенности эксплуатации электрооборудования при производстве горных работ и требования предъявляемые к нему.

Понятие об электрооборудовании горных предприятий, его назначение и классификация.

Условия эксплуатации электрооборудования на открытых и подземных горных работах 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 электроприводов шахтных машин и механизмов.

Виды управления электроприводом: местное и дистанционное. Электрооборудование и управление буровыми и погрузочными машинами, проходческими комбайнами, очистными комплексами, транспортно-доставочными механизмами, электровозным транспортом, стационарными установками.

Устройство освещения на подземных горных работах.

Тема 5. Системы электропривода машин и технологических комплексов на открытых горных работах.

Электропривод одноковшовых и многоковшовых экскаваторов, буровых станков, конвейерного и электровозного транспорта, отвальных мостов.

Раздел II. Электроснабжение горных работ.

Тема 6. Общие вопросы электроснабжения горного производства.

Энергетическая система и ее составные части. Электрические сети. Линии электропередач и их расчет. Трансформаторные подстанции и распределительные устройства, их оборудование, схемы, устройство.

Режимы работы и короткие замыкания в системах электроснабжения. Основы релейной защиты.

Тема 7. Электрические нагрузки и тарификация электроэнергии.

Определение электрических нагрузок. Графики нагрузок и коэффициенты, характеризующие режим работы электроустановок. Определение расчетных мощностей и расхода электроэнергии. Энергетические показатели и тарифы на электроэнергию.

Тема 8. Электроснабжение горных предприятий, ведущих работы подземным способом.

Распределение энергии на поверхности шахт и рудников. Подземные подстанции и распределительные пункты, их электрооборудование. Электрические сети в подземных выработках. Системы электроснабжения подземных горных работ и их расчет.

Тема 9. Электроснабжение открытых горных работ.

Особенности распределения электроэнергии на открытых горных работах. Схемы электроснабжения и оборудование карьерных распределительных сетей. Электрификация карьерного транспорта и освещение. Расчет электроснабжения участков открытых горных работ.

Тема 10. Общие вопросы повышения эффективности электрификации горного производства.

Основные энергетические показатели электрификации. Тарификация электроэнергии. Вопросы потерь и экономии электроэнергии. Энергоменеджмент и энергетический аудит предприятий горнопромышленного комплекса. Экономическая оценка систем электроснабжения горных предприятий.

Тема 11. Защита от поражения электрическим током.

Действие электрического тока на организм человека. Защитные мероприятия от поражения электрическим током. Устройство электрических заземлений и их расчет. Организация безопасного обслуживания электроустановок.

Основная литература.

1. А.М. Лимитовский, В.А. Косьянов - Электрооборудование и электроснабжение горных работ. Учебник. М. «Инфолио» 2014. 294 стр.

2. А.М. Лимитовский, Соловьев А.М. - Электрооборудование и электроснабжение горных работ в расчетах. Методические указания и контрольные задания. М. 2016. МГРИ-РГГРУ.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ТЕМАМ КУРСА.

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

Введение. ***(4-7)***

Содержание курса ***"Электрооборудование и электроснабжение горных 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 горняков.

Достижения отечественной промышленности в области электротехники и электрификации горных работ.

Раздел I. Основы электропривода и электрооборудование горны объектов.

Тема 1. Особенности эксплуатации электрооборудования при производстве горных работ и требования предъявляемые к нему (2-13).

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

Условия эксплуатации электрооборудования на горных работах имеют ряд особенностей: передвижной характер, рассредоточенность объектов, влияние атмосферных воздействий, ограниченность рабочего пространства при ведении подземных 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, специальное исполнение. На горных 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 условиях производства горных работ, виды электрооборудования и его исполнение;
- ✓ понимать влияние условий эксплуатации на выбор рационального оборудования;
- ✓ уметь выбрать оборудование для конкретных условий.

Тема 2. Основы электропривода (14 – 62).

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, $кг \cdot с^2$;

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

Мощность на валу у двигателя определяется по приведённому статистическому моменту. $P=M_c \cdot \omega$, 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 подъемных машин и транспортных средств. К недостаткам их относятся: необходимость иметь преобразовательные устройства переменного тока в постоянный, меньшая надёжность в работе и более сложная конструкция, при высокой стоимости. Переходные процессы в технологии ведения горных работ.

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, их недостатки и

эксплуатационные свойства, приёмы пуска, торможения и изменения частоты вращения;

- ✓ понимать сущность основного динамического уравнения электропривода, приведения моментов к валу двигателя, переходных процессов, уравнения теплового баланса;
- ✓ уметь рассчитать мощность электродвигателя при различных режимах работы, ориентироваться в паспортных данных электрических машин; выбрать двигатель применительно к заданным технологическим условиям, включать в сеть электродвигатели, обеспечить регулировку их параметров.

Тема 3. Оборудование электропривода (63-108).

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

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

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

$\dot{I}_п$ - 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, приемы 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 электроприводов шахтных машин и механизмов (109 – 132).

Многообразие установок и технологических операций при подземной разработке месторождений обусловливает конструктивное разнообразие применяемого оборудования и принципов управления электроприводом.

При ведении горных работ подземным способом находят применение следующие группы оборудования с электроприводом:

- стационарное (горно-механическое) оборудование, включающее в себя подъемные, компрессорные, водоотливные, вентиляторные установки;
- забойное оборудование, к которому относятся буровые сверла, погрузочные машины, скреперные и забойные конвейерные установки, проходческие комбайны и очистные комплексы;
- электровозный транспорт;
- оборудование электромеханических мастерских.

Каждая из указанных групп оборудования предъявляет определенные требования к электроприводу и его исполнению, способам монтажа, управления и защиты.

Так горно-механические установки, характеризующиеся высокими значениями мощности, длительным режимом работы при постоянной нагрузке, благоприятными условиями эксплуатации и автоматизацией управления предопределяют применение автоматизированного привода общепромышленного исполнения с широким использованием наряду с асинхронными двигателями синхронных двигателей (компрессоры, вентиляторы, насосы) и двигателей постоянного тока.

Горнопроходческие и добычные машины работают в длительном режиме с разнопеременной нагрузкой при переходных процессах. В их приводе используются асинхронные двигатели рудничного исполнения с повышенной перегрузочной способностью. Аппаратура управления их, представленная автоматическими фидерными выключателями, рудничными магнитными пускателями и станциями дистанционного управления, размещается в специальных распредпунктах на расстоянии от забоя.

Транспортные системы с их высокими пусковыми нагрузками и требованиями плавного регулирования скорости предусматривают использование в приводе электровозов двигателей постоянного тока.

Технология ведения работ подземным способом связана с необходимостью эффективного освещения, которое должно быть выполнено специальными осветительными приборами рудничного исполнения в соответствии с требованиями и нормами освещенности, используя при этом рекомендуемые методы расчета (удельной мощности, коэффициента использования светового потока, точечный метод).

Завершая изучение данной темы студент должен:

- ✓ знать особенности, устройство и принципиальные схемы привода оборудования применяемого при ведении горных работ подземным способом, расчет освещения;
- ✓ понимать принципы построения схем и управления приводом шахтного оборудования;
- ✓ уметь пользоваться схемами электропривода и приемами расчета его и освещения в практической деятельности.

Тема 5. Системы электропривода машин и технологических комплексов на открытых горных работах. (133-149)

На открытых горных работах находят применение высокопроизводительные машины и комплексы, оснащенные мощным электроприводом. Для производства вскрышных работ, добычи и транспортирования горной массы применяют различного рода экскаваторы, бурильные машины, транспортно-отвальные мосты, конвейеры, электровозы, драги. Особенности эксплуатации этих машин в том, что они работают на открытом воздухе, постоянно подвергаясь воздействию атмосферных агентов, оснащены большим количеством специального электрооборудования, как постоянного, так и переменного тока различного уровня напряжения. Это электрооборудование имеет закрытое исполнение (РН) и обладает повышенной электрической и механической прочностью, обеспечивающей надежную работу при резко меняющихся нагрузках.

Одноковшовые экскаваторы с емкостью ковша до 2 $м^3$ имеют однодвигательный асинхронный привод, а свыше 2 $м^3$ – многодвигательный привод, основные механизмы которого приводятся в действие электродвигателями постоянного тока по системе Г–Д или ТП–Д.

Многоковшовые экскаваторы – многодвигательные энергоемкие машины, двигатели которых сблокированы между собой, чтобы обеспечивалась определенная последовательность пуска и остановки механизмов всего технологического комплекса.

Отвальные мосты, представляющие собой самоходные установки с ленточными конвейерами для перемещения вскрышных пород, имеют в качестве привода конвейеров асинхронные двигатели, а привод хода – двигатели постоянного тока по системе Г–Д.

При мощности конвейерных установок свыше 200 кВт применяют двигатели напряжением 6 кВ.

Буровые станки шнекового и шарошечного бурения имеют обычно многодвигательный асинхронный привод, управляемый по обычной схеме реверсивного контакторного управления.

Электропривод контактного электровозного транспорта оснащается двигателями постоянного тока напряжением 1,65 – 3,3 кВ.

Изучив данную тему студенты должны:

- ✓ знать особенности, устройство и электрические схемы привода оборудования, используемого при ведении открытых горных работ;
- ✓ понимать принципы построения схем и порядок управления приводами карьерного оборудования;
- ✓ уметь пользоваться электрическими схемами карьерного оборудования.

Раздел II Электроснабжение горных работ

Тема 6. Общие вопросы электроснабжения горного производства (149-205)

Энергетическая система и система электроснабжения как ее составляющая часть, представляющая собой совокупность генераторных установок и электротехнических сетей, включающих в себя подстанции, линии электропередач и распределительные устройства. Внешнее и внутреннее электроснабжение, уровни напряжения, предъявляемые требования, категорийность систем электроснабжения, классификация электрических сетей по назначению, конструктивному исполнению, роду тока, уровню напряжения. Приемные пункты и схемы распределения электроэнергии. Рекомендации ПУЭ при проектировании электроснабжения. Воздушные линии электропередач, их конструктивные элементы и параметры. Кабельные линии: классификация, устройство и область применения. Токопроводы и электропроводки. Расчет площади сечения токоведущих проводников по нагреву, потерям напряжения, экономической плотности тока, механической прочности.

Трансформаторные подстанции и распределительные устройства: назначение, классификация, схемы. Силовые трансформаторы: типаж, выбор мощности, включение их на параллельную работу. Аппаратура трансформаторных подстанций и распределительных устройств напряжением выше 1000 В: разъединители, масляные и вакуумные выключатели, выключатели нагрузки, разрядники и д.р. Компоновка комплектных распределительных устройств.

Локальные энергоисточники для ведения горных работ: дизельные и газотурбинные электростанции, выбор мощности, включение на параллельную работу. Режимы работы: нормальный, временный и аварийный. Короткие замыкания в системе электроснабжения. Основы релейной защиты в электрических сетях.

По этой теме студенты должны:

- ✓ знать системы электроснабжения, их устройство и классификацию, особенности, категории;
- ✓ понимать принципы построения схем электроснабжения и расчета электрических сетей;
- ✓ уметь предварительно обозначить возможные варианты электроснабжения для конкретных условий проведения горных работ.

Тема 7. Электрические нагрузки и тарификация электроэнергии (205 - 219)

Электрическая нагрузка - величина мощности, потребляемая приемниками электроэнергии. Номинальная активная P (кВт), реактивная Q (кВар) и полная S (кВА) мощности.

Расчетная нагрузка $P_р$ - длительная неизменная мощность, эквивалентная фактической изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому проявлению при эксплуатации, по которой определяется мощность энергоисточника.

Для определения расчетных нагрузок используются такие исходные параметры как номинальная мощность потребителей и ряд безразмерных коэффициентов, получаемых на основе реальных графиков нагрузок, т.е. изменения нагрузок во времени. К числу таких коэффициентов относятся коэффициенты использования ($P_с/P_н$), максимума (P_{max}/P), спроса ($P_{max}/P_н$) и другие, где $P_н$, $P_с$, P_{max} соответственно: номинальная, средняя и максимальная мощности.

Так, по методу упорядоченных диаграмм, расчетная активная мощность определяется: $P_р = P_н \cdot К_и \cdot К_м$, кВт. Выбор трансформатора ведется по полной расчетной мощности $S_р = P_р/\cos(\varphi)$ кВА, где $\cos(\varphi)$ - коэффициент мощности. Годовой расход электроэнергии определяется произведением средней мощности на время работы $W_с = P_с \cdot T$, кВт·ч. Плата за израсходованную электроэнергию определяется в зависимости от величины присоединенной мощности по односоставному (до 750 кВА) или двухсоставному (свыше 750 кВА) тарифу. В первом случае плата определяется: $З_э = W_с \cdot С_э$, где $С_э$ - стоимость одного кВт·ч электроэнергии. Во втором случае добавляется плата за заявленную максимальную расчетную мощность согласно с величиной принятых тарифных ставок для потребителей, получающих электроэнергию из сети соответствующего уровня напряжения.

По изучению данной темы студенты должны:

- ✓ знать определения нагрузок, энергетических параметров, методы определения расчетных нагрузок, расхода электроэнергии и платы за них;
- ✓ понимать принципы построения графиков нагрузок и определения по ним энергетических параметров;
- ✓ уметь определять расчетные нагрузки, выбирать по ним энергоисточники, определять расход электроэнергии и плату за нее.

Тема 8. Электроснабжение горных предприятий ведущих работы подземным способом (220-246)

Системы внутреннего электроснабжения горных предприятий, ведущих работы подземным способом предусматривают строительство электрических сетей как на поверхности, так и в подземных выработках. Категории и принципы построения систем электроснабжения:

- питание от двух независимых энергоисточников;
- разделение подземных электрических сетей от сетей поверхностного комплекса;
- секционирование всех секций системы электроснабжения с автоматическим вводом резерва;
- глубокий ввод;
- широкое использование кабельных сетей.

Типовые схемы электроснабжения. Устройство и принципы размещения подстанций: главной понизительной (ГПП), центральной подземной (ЦПП), подземных участковых подстанций (УПП), в том числе передвижных (ПУПП). Подземные распределительные пункты высокого (РПП-ВН) и низкого напряжения (РПП-НН).

Оборудование подземных подстанций и распределительных пунктов. Кабельные сети на подземных работах.

Расчет электроснабжения подземных участков:

- определение расчетных нагрузок и выбор мощности подстанции;
- расчет кабельных сетей высокого и низкого напряжений;
- расчет токов короткого замыкания и выбор аппаратуры защиты и управления;
- расчет заземления.

По теме 8 студенты должны:

- знать особенности, устройство и оборудование систем электроснабжения подземных горных работ;
- понимать принципы построения схем электроснабжения объектов, ведущих работы подземным способом;
- уметь произвести расчет системы электроснабжения подземных горных работ.

Тема 9. Электроснабжение открытых горных работ (246-261)

Особенности электроснабжения открытых горных работ: высокие мощности потребителей (десятки тысяч кВт) размещаемых на значительных площадях, тяжелые условия эксплуатации энергохозяйства (постоянное углубление карьеров, буровзрывные работы, влияние запыленности и атмосферных агентов), потребность в использовании различных уровней напряжения и специальном оборудовании. Основные элементы карьерных распределительных сетей (КРС): главная понизительная подстанция (ГПП) или центральные распределительные пункты (ЦРП), передвижные комплектные трансформаторные подстанции (ПКТП), карьерные распределительные пункты (КРП), приключные пункты (ПП). Местоположение ГПП или ЦРП - в центре электрических нагрузок у границ карьерного поля. Уровни напряжения.

Схемы электроснабжения открытых горных работ: радиальные, магистральные, кольцевые продольно и поперечно-фронтальные. Типовые схемы электроснабжения при транспортной и бестранспортной системах разработки. Оборудование карьерных распределительных сетей: устройство воздушных и кабельных линий, трансформаторных подстанций, приключныхных пунктов, сетей карьерного транспорта, освещения. Расчет электроснабжения участка открытых горных работ.

По теме 9 студенты должны:

- знать особенности, устройство и оборудование систем электроснабжения открытых горных работ;
- понимать принципы построения схем карьерного электроснабжения;
- уметь рассчитывать системы электроснабжения открытых горных работ.

Тема 10. Общие вопросы повышение эффективности электрификации горного производства (262-273)

К основным энергетическим показателям электрификации относят долю затрат на электроэнергию в балансе предприятия и её удельный расход на единицу выпускаемой продукции. Уменьшение удельного расхода связано с повышением производительности, внедрением новых технических и технологических решений, направленных на снижение потребления и потерь электроэнергии.

К числу показателей, оказывающих влияние на эффективность энергохозяйства относятся: коэффициент мощности cos(φ), коэффициент степени компенсации реактивной мощности tg(φ), электровооруженность труда. Вопросы расхода, потерь и экономии электроэнергии, энергоменеджмент и энергетический аудит горно-промышленного комплекса. Общие сведения по экономической оценке систем электроснабжения горных работ на стадии их разработки и значимость использования вторичных энергоресурсов при этом.

По теме 10 студенты должны:

- знать основные направления повышения эффективности электрификации горных работ и оптимизации систем электроснабжения;
- понимать значение энергоменеджмента и энергетического аудита в повышении эффективности электрификации горного производства;
- уметь обосновать оптимальный вариант системы электроснабжения горных работ.

Тема 11. Защита от поражения электрическим током на горных работах (273-285)

Условия ведения горных работ характеризуются повышенной опасностью поражения электрическим током, что связано с их особенностями (смотри тему 1). 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.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ И ЗАДАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЕТНЫХ РАБОТ

Одним из основных видов занятий для студентов по специальности «Горное дело» по курсу "***Электрооборудование и электроснабжение горных работ***" является выполнение расчетных заданий в процессе курсового и дипломного проектирования. Методические указания и задания к выполнению расчетных работ охватывают основной материал курса по двум разделам: первый из которых включает в себя вопросы, связанные с расчетом электропривода, а второй - электроснабжения. Приступать к выполнению расчетных работ следует после изучения необходимого материала по соответствующему разделу. При оформлении расчетных 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 выполненной 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.

Расчетная работа N 1.
Расчет электропривода.

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 заданий по контрольной работе №1 (стр.16).

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.

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

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.

$\lambda = M_{max} / M_н$,

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

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

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

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

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 $I_{пуск}$:

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

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

Пример 1:

Исходные данные: M_1 =1000 $Н{\cdot}м$; M_2 = 600 $Н{\cdot}м$; 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 выбрать 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.,

$M_{max} / M_н = 1{,}8$ 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.

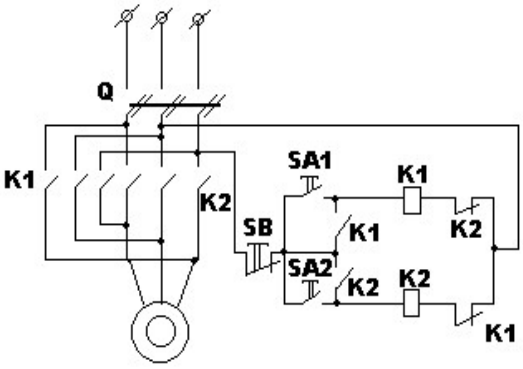
Фактический максимальный момент, приведенный к валу двигателя:

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

Фактическая перегрузка:

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

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



Электрическая схема реверсивного электропривода.

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

Задания 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.

Расчетная работа №2
Расчет электроснабжения

Условия задачи.

Рассчитать систему и обосновать оптимальный вариант электроснабжения горных работ, проводимых подземным способом, применительно к заданным условиям (см № варианта в таблице заданий по расчетной работе №2, стр. 32).

Пояснения к расчетам.

Применительно к каждому предприятию, получающему электроэнергию от региональных сетей, выделяют системы внешнего и внутреннего электроснабжения (Рис2).

К системе внешнего электроснабжения относятся линии от выводов региональной энергосистемы до вводов на шины приемного пункта предприятия, которым обычно является главная понизительная подстанция предприятия (ГПП).

Подвод электроснабжения к шинам ГПП может быть напряжением 6, 10, 35, 110, 220 кВ.

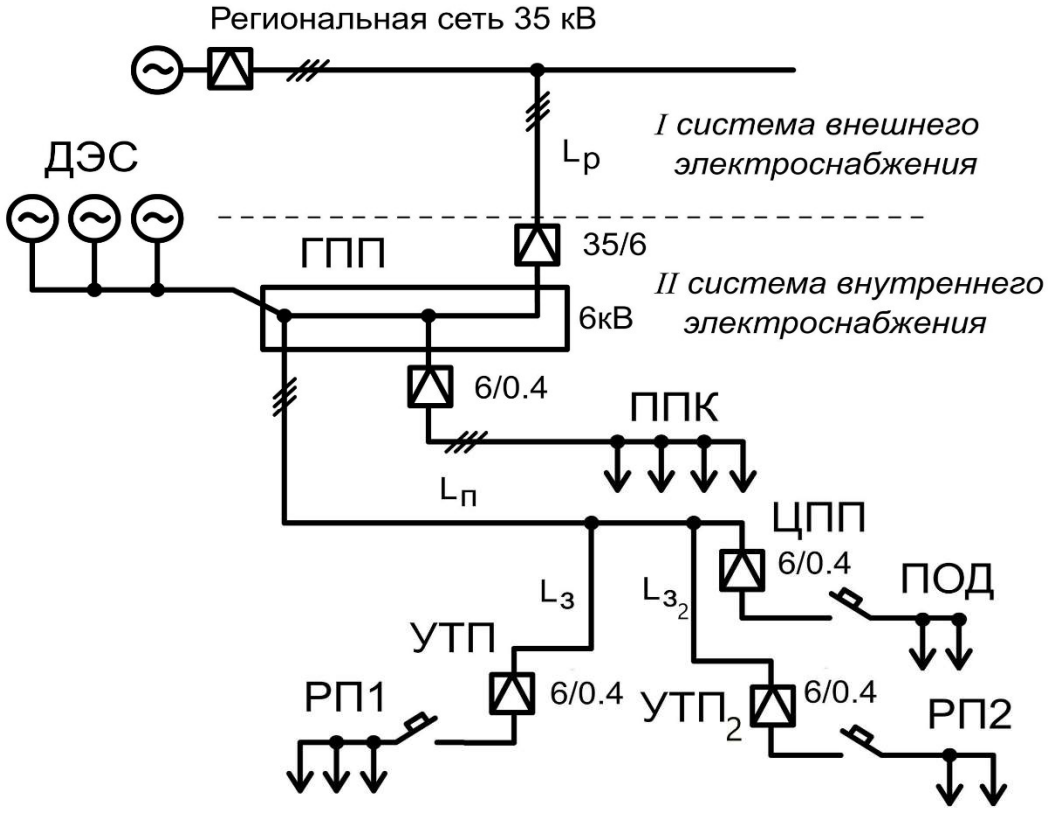


Рис. 2. Общая однолинейная схема систем электроснабжения горного предприятия, ведущего подземные работы.

ГПП – главный приемный пункт предприятия (главная понизительная подстанция);

ДЭС – дизельная электростанция в случае необходимости, как резервный или основной энергоисточник;

ППК – потребители поверхностного комплекса (подъемная, вентиляторная, компрессорная установки, быткомбинат, разгрузочный комплекс, мехмастерские и др.);

ЦПП – центральная подземная подстанция;

ПОД – потребители околоствольного двора (водоотлив, тягловая подстанция, медпункт и др.);

УТП – участковые трансформаторные подстанции;

РП1, РП2 – распредпункты технологических потребителей;

$L_р$, $L_п$, $L_з$ – расстояния соответственно: от ГПП до региональной сети, от ГПП до ЦПП, от ЦПП до РП.

Система электроснабжения горных предприятий, ведущих работы подземным способом, предусматривает строительство электрических сетей как на поверхности, так и в подземных горных выработках.

Типовая схема внутреннего электроснабжения горного предприятия (см. рис 3) включает в себя в качестве основных узлов системы главную понизительную подстанцию (ГПП), центральную подземную подстанцию (ЦПП), участковые подстанции (УТП) и распредпункты (РП).

ГПП, обеспечивающая энергией как поверхностный комплекс, так и подземные работы, относится к объектам первой категории надежности электроснабжения и должны получать энергию от двух независимых энергоисточников.

Особенностью электрических схем ГПП является выполнение требований по обособленному питанию подземных электроприемников от поверхностных и секционированию всех секций системы электроснабжения с автоматическим вводом резерва (рис 3).

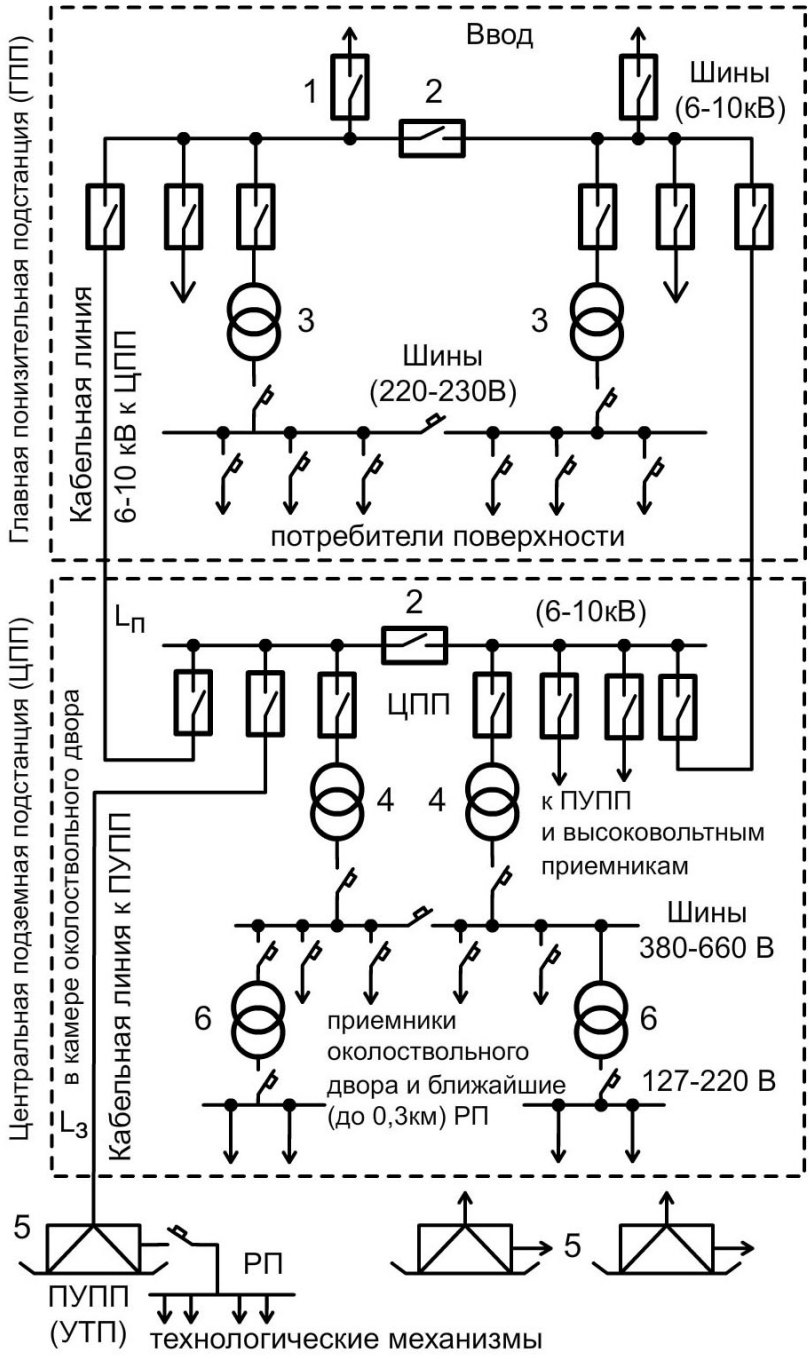


Рис 3. Принципиальная типовая схема внутреннего электроснабжения горного предприятия

1 – масляные выключатели ввода;

2 – масляные выключатели межсекционные;

3 – силовые трансформаторы, обеспечивающие потребителей поверхности;

4 – силовые трансформаторы, обеспечивающие потребителей околоствольного двора;

5 – подземные участковые подстанции;

6 – трансформаторы осветительной цепи.

Последовательность расчета.

1. В соответствии с заданием записываются условия и вычерчивается общая схема расположения узлов потребителей электроэнергии с указанием расстояний, типов и мощности потребителей. (РП, УТП, ЦПП, ГПП)

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

Все данные, касающиеся расчета нагрузок по отдельным узлам, рекомендуется свести в общую таблицу по предоставленной 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 данных сводной таблицы, предварительно по узлам намечаются типы энергоисточников (трансформаторов), параметры которых далее могут использоваться при технико-экономическом обосновании варианта электроснабжения.

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

4. Производится технико-экономическое сравнение возможных вариантов (подвариантов) 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 приемников электроэнергии;

$к_и$ - коэффициент использования (см. табл. 6 а)

2. Определение расчетных нагрузок ($P_р$; $S_р$) **методом упорядоченных диаграмм** - для выбора энергоисточников

$$P_р = P_с \cdot к_м = P_н \cdot к_и \cdot к_м ; \qquad S_р = P_р / cos\varphi,$$

где $P_р$ и $S_р$ - соответственно активная и полная расчетные нагрузки;

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

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

$(\sum P_{нк})^2$ – 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 $к_{ис}$ и $cos\varphi_с$:

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

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

$P_{дэс} \geq P_{max} \cdot 1,5$ для дизельных электростанций;

$S_{тп} \geq P_{max} \cdot 3$ для трансформаторных подстанций.

При расчете нагрузок участков очистных и подготовительных горных работ, расчетную мощность обычно определяют **методом коэффициента спроса ($к_с$)**

$$P_с = P_н \cdot к_с ,$$

$$к_с = x + \frac{y \cdot P_{max}}{\sum_1^n P_{н_i} - P_{max}} ,$$

где:

x и y – коэффициенты, равные соответственно 0,4 и 0,6 при числе потребителей $n<20$ и 0,3÷0,7 при $n>20$;

P_{max} – мощность максимального к.з. двигателя.

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.

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

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

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

где m - число нерабочих дней в году; n_c - число смен;

$T_{см}$ - продолжительность смены, ч;

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

$$(к_{рм} = 0,7 \div 0,8);$$

$T_{пр}$ - число часов, на которое сокращена продолжительность работы в предпраздничные дни.

При непрерывной трехсменной работе можно принять $T_г = 6000 \div 7000$ *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).

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.

$$R_o = 1000 / \gamma \cdot s ,$$

где s - сечение провода, *мм²*; γ – проводимость *м / Ом · мм²* (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. 7 а)

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

$$U_{кр} = \sqrt{U_к^2 - U_{ка}^2}$$

$\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания трансформатора (по каталогу, табл. 7 а);

$S_{нт}$ - номинальная мощность трансформатора.

По экономической плотности тока

$$s_{эк} = \dot{I}_{эк} / j_{эк},$$

где $j_{эк}$ - экономическая плотность тока (по табл. 8в)

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, $м / Ом \cdot мм^2$.

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

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

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 $\dot{I}_{н}$ – 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.

Индуктивное 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 $\dot{I}_{н}$ и напряжению $U_{н}$, затем их проверяют по отключающей способности при трёхфазном к.з. Необходимо, чтобы при этом отключающий ток $\dot{I}_{откл} \geq 1{,}2 \cdot \dot{I}^{(3)}_{кз}$

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.

$$\dot{I}_{уст.} > \dot{I}_{пуск.\,мах.} + \Sigma I_{н},$$

где $\dot{I}_{пуск.max}$ - пусковой ток двигателя максимальной мощности;

$\Sigma I_{н}$ – сумма номинальных токов остальных двигателей.

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

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

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

8. Расчет защитных заземлений.

Определение числа заземляющих элементов производится по формуле:

$$n = R_o / \eta \cdot R_u ,$$

где R_o - сопротивление одиночного заземлителя, R_u - сопративление нормативного заземления, ($R_u = 4$ *Ом* - на поверхности, $R_u = 2$ *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:

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

где ρ- сопротивление грунта, *Ом ·см*; l - длина заземлителя, с*м*; d - диаметр электрода, с*м*;

b - ширина пластины, с*м*; h - глубина заложения полосы (полосы заземления закладываются в углубленную водоотливную канаву и присыпаются измельченной горной породой), с*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. 10).

Основные положения по технико-экономическим расчетам .

Основная формула затрат за сравниваемый период времени по рассматриваемому варианту энергообеспечения может быть представлена в виде:

$$З = – К – К_о – Ц – И + D + E,$$

где $К$ - капиталовложения, $К_о$ - необходимый начальный оборотный капитал, *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 в расчете временной период (квартал, месяц),

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

n - количество временных интервалов, за которое проводится анализ (год, два и т.д.),

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,

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

Эксплуатационные затраты за рассматриваемый отрезок времени слагаются из ряда издержек:

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

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

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

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

$И_{рм}$ - затраты на текущий ремонт,

$И_{пр}$ - прочие затраты.

Издержки на заработную плату:

$$И_{зп} = З_0 \cdot n_ч \cdot n_м$$

$З_о$ – месячная зарплата одного рабочего в системе электроснабжения, руб/мес,

$n_ч$ – число рабочих энергосистемы (чел),

$n_м$ - число месяцев в расчетном периоде (квартале).

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

$$И_э = P_c \cdot T_к \cdot C_э, \text{ где}$$

P_c - 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

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

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

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

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

γ - проводимость *м / Ом ·мм* ^{2} ,$\cos\varphi$ - коэффициент мощности.

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 трансформаторов, *кВ·А*.

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

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

где $р$ - коэффициент амортизационных отчислений.

Для основного электротехнического оборудования можно принимать $р=0,1$.

Пример 2

Задание

Рассчитать систему и обосновать оптимальный вариант электроснабжения горных работ, проводимых подземным способом для следующих условий:
- приемный пункт (ГПП) находится на расстоянии $L_р$ = 30 км от региональной линии электропередач напряжением 35 кВ (см рис 2);
- глубина ствола шахты $L_п$ = 200м;
- расстояние от околоствольного двора до участковой подстанции (УТП) – $L_з$ = 300м;

Номинальная нагрузка потребителей, их количество и максимальная мощность короткозамкнутого двигателя соответственно:
- забойные механизмы (РП) 200 кВт, 15 шт, 25 кВт;
- потребители околоствольного двора (ПОД) (насосная камера, тяговая подстанция и др.): 100 кВт; 5 шт; 50 кВт;
- потребители поверхностного комплекса (ППК) (подъемные механизмы, компрессоры, вентиляторы главного проветривания, быткомбинат и др.) – 500 кВт; 10 шт; 70 кВт.

Решение

Электротехнический расчет

1. Определение расчетной мощности методом «коэффициента спроса» для выбора оборудования трансформаторных подстанций и расчета кабельных линий электропередач по узлам схемы внутреннего электроснабжения (рис. 3):

а) технологические потребители (РП),

б) потребители околоствольного двора (ПОД) в) потребители поверхностного комплекса (ППК).

а) потребители РП

$P_{ра} = P_{на} \cdot к_{са}$,

где: $P_{на}$ - номинальная мощность потребителей подключенных к РП, кВт

$к_{са}$ - коэффициент спроса узла «а» ($n_а < 20$)

$$к_{са} = 0{,}4 + 0{,}6\frac{P_{maxa}}{P_{на} - P_{max}} = 0{,}4 + 0{,}6\frac{25}{200 - 25} = 0{,}486$$

$P_{ра} = P_{на} \cdot к_{са} = 200 \cdot 0{,}486 = 97{,}2$ кВт.

Полная мощность узла «а»

$$S_{ра} = \frac{P_{ра}}{cos\varphi_а} = \frac{97{,}2}{0{,}7} = 139 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Для питания технологических потребителей участка горных работ может быть принята участковая трансформаторная подстанция (УТП) с силовым трансформатором ТСШ 160/6, обеспечивающая запуск максимального короткозамкнутого двигателя 25 кВт.

$S_{та} \geq 3P_{кз} = 3 \cdot 25 = 75$ кВА <160 кВА

Коэффициент загрузки трансформатора

$$К_{зт} = \frac{S_a}{S_{тс}} = \frac{139}{160} = 0{,}87$$

Сечение силового кабеля, питающего УТП

Расчет токоведущих жил по нагреву

$$I_{ра} = \frac{S_{ра}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{139}{\sqrt{3} \cdot 6} = 13{,}39 \text{ А}$$

По нагреву может быть принят бронированный кабель с медными жилами сечением 2,5 мм^2 марки СТГ, допускающий нагрузку 28 А.

Проверка по потере напряжения

$$\Delta U = \sqrt{3} I_p L R_0 \cos\varphi = \sqrt{3} \cdot 13{,}39 \cdot 0{,}3 \cdot \frac{1000}{53 \cdot 2{,}5} 0{,}7 = 36{,}7\ A$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 = \frac{36{,}7 \cdot 100}{6000} = 0{,}61\% < 5\%$$

б) Потребители околоствольного двора (ПОД)

$$P_{\text{рб}} = P_{\text{нб}} \cdot \text{к}_{\text{сб}},$$

где $P_{\text{нб}}$ – номинальная мощность потребителей околоствольного двора – 100 кВт (их количество 5 шт., мощность максимального двигателя 50 кВт);

$\text{к}_{\text{сб}}$ – коэффициент спроса узла «б» ($n_б$<20)

$$\text{к}_{\text{сб}} = 0{,}4 + 0{,}6\frac{P_{max\text{б}}}{P_{\text{нб}} - P_{max\text{б}}} = 0{,}4 + 0{,}6\frac{50}{100 - 50} = 1$$

$$P_{\text{рб}} = P_{\text{нб}}\text{к}_{\text{сб}} = 100 \cdot 1 = 100 \text{ кВт}$$

Полная расчетная мощность узла «б»

$$S_{\text{р}} = \frac{P_{\text{рб}}}{\cos\varphi} = \frac{100}{0{,}7} = 142 \text{ кВт}$$

Для питания потребителей околоствольного двора применяется также трансформатор ТСШ 160/6, обеспечивающий запуск максимального короткозамкнутого двигателя мощностью 50 кВт.

$$S_{\text{тб}} \geq 3P_{\text{кз}} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ кВА} < 160 \text{ кВА}$$

Суммарная расчетная мощность подземных потребителей электроэнергии, передаваемая на шины подземных подстанций составляет:

$$P_{\text{наб}} = (P_{\text{на}} + P_{\text{нб}})\text{к}_{\text{саб}}$$

где $\text{к}_{\text{саб}}$ – суммарный коэффициент спроса подземных потребителей ($n_{\text{саб}}$>20)

$$\text{к}_{\text{саб}} = 0{,}3 + 0{,}7\frac{P_{\max\,(\text{б})}}{(P_{\text{на}} + P_{\text{нб}}) - P_{\max\,(\text{б})}} = 0{,}3 + 0{,}7\frac{50}{(100 + 200) - 50} = 0{,}44$$

$$\text{Р}_{\text{раб}} = (200+100)\cdot 0{,}44 = 132 \text{ кВт}$$

Сечение жил кабеля, питающего подземные потребители

$$I_{\text{раб}} = \frac{P_{\text{наб}}}{\sqrt{3}U\cos\varphi} = \frac{132}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0{,}7} = 18{,}16\ A$$

По фактору нагрева может быть также принят бронированный кабель с медными жилами сечением 2,5 мм^2, марки СТГ, допускающий нагрузку 28 А.

Проверка по потере напряжения

$$\Delta U = \sqrt{3}I_{\text{раб}}L_{\text{ст}}R_0\cos\varphi = \sqrt{3} \cdot 18 \cdot 0{,}2 \cdot \frac{1000}{53 \cdot 2{,}5} = 33 \text{ В}$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 = \frac{33}{6000}100 = 0{,}55\% < 5\%$$

в) Потребители поверхностного комплекса (ППК) ГПП

$$\text{Р}_{\text{рв}} = \text{Р}_{\text{нв}}\cdot\text{к}_{\text{св}}$$

$\text{Р}_{\text{нв}}$ – номинальная мощность потребителей поверхностного комплекса – 500 кВт (их количество 10 шт., мощность максимального короткозамкнутого двигателя – 70 кВт).

$\text{к}_{\text{св}}$ – коэффициент спроса узла «в»

$$\text{к}_{\text{св}} = 0{,}4 + 0{,}6\frac{P_{\max\,(\text{в})}}{P_{\text{нв}} - P_{\max\,(\text{в})}} = 0{,}4 + 0{,}6\frac{70}{500 - 70} = 0{,}49$$

$$\text{Р}_{\text{рв}} = 500\cdot 0{,}49 = 245 \text{ кВт}$$

Полная мощность узла «в»:

$$S_{\text{рв}} = \frac{P_{\text{рв}}}{\cos\varphi} = \frac{245}{0{,}7} = 350 \text{ кВА}$$

Для питания потребителей поверхностного комплекса выбирается трансформатор ТМ 400/6; мощностью 400 кВА, обеспечивающий запуск короткозамкнутого двигателя максимальной мощности 70 кВт.

$$S_{\text{тв}} \geq 3P_{\text{кз}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ кВА} < 400 \text{ кВА}$$

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\text{к}_{\text{зтв}} = \frac{S_{\text{рв}}}{S_{\text{тв}}} = \frac{225}{400} = 0{,}56$$

2. Определение суммарной расчетной мощности $P_{нг}$, подводимой на шины приемного пункта (ГПП) предприятия и выбор трансформатора 35/6 кВ.

$$P_{нг} = P_{на} + P_{нб} + P_{нв} = 200 + 100 + 500 = 800 \text{ кВт}$$

$$P_{рг} = (P_{на} + P_{нб} + P_{нв}) \cdot к_{сг} = 800 \cdot 0{,}367 = 293 \text{ кВт}$$

где $$к_{сг} = 0{,}3 + 0{,}7\frac{P_{\max (г)}}{P_{нг} - P_{\max (г)}} = 0{,}3 + 0{,}7\frac{70}{800 - 70} = 0{,}367$$

Полная суммарная расчетная мощность

$$S_{рг} = \frac{P_{рг}}{\cos\varphi} = \frac{293}{0{,}7} = 419 \text{ кВА}$$

Следовательно, в качестве вводного трансформатора ГПП принимаем трансформатор ТМ 400/35; коэффициент загрузки $к_{зг} = 419/400 = 1{,}04$, что вполне приемлемо.

3. Определение сечения проводов воздушной линии электропередач 35 кВ от федеральной ЛЭП до ГПП, протяженностью 30 км.

а) По нагреву с учетом механической прочности

$$I_р = \frac{S_{рг}}{\sqrt{3}U} = \frac{419}{\sqrt{3} \cdot 35} = 6{,}9 \text{ А}$$

Поскольку по полученному значению тока (по нагреву) могут быть приняты провода минимального сечения, то выбираем их по механической прочности : для ЛЭП-35 минимально допустимое сечение проводов 25 мм^2.

б) Проверка принятых проводов на потерю напряжения

$$\Delta U = \sqrt{3} I_p L(R_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi) = \sqrt{3} \cdot 6{,}9 \cdot 30\left(\frac{1000}{32 \cdot 25} + 0{,}7 + 0{,}3 \cdot 0{,}7\right) = 529{,}6 \text{ В}$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100\% = \frac{529{,}6}{35000} \cdot 100 = 1{,}51\% < 5\%$$

4. Расчет токов короткого замыкания на вводе в распредпункт и выбор аппаратуры РП

$$I_{нт} = \frac{S_т}{\sqrt{3}U} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 231 \text{ А}$$

$$Z_{тр} = \frac{U_{кз} U_н}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{нт}} = \frac{6{,}5 \cdot 400}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 231} = 0{,}066 \text{ Ом}$$

$$I^3_{кз} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{тр}} = \frac{400}{1{,}73 \cdot 0{,}066} = 3503 \text{ А}$$

Выбор оборудования в рудничном исполнении производится по номинальным значениям напряжения и тока с учетом предельной отключающей способности. На вводе в распредпункт выбираем фидерный автомат АФВ-1 с номинальным значением тока 350 А и отключающей способностью 5 кА.

$$I_{откл} \geq 1{,}2\ I^{(3)}_{кз}; \qquad 5000 \geq 1{,}2 \cdot 3503 = 4203 \text{ А}$$

Ток уставки фидерного автомата АФВ-1 (РП):

$I_у = I_{пуск\ max} + (\Sigma I_н - I_{нmax}) = (5 \cdot 25/(1{,}73 \cdot 0{,}38 \cdot 0{,}7)) + (175/(1{,}73 \cdot 0{,}38 \cdot 0{,}7)) = 652$ А

Принимаем ток уставки 660А.

Проверяем на срабатывание уставки при двухфазном К.З.:

$$I^{(2)}_{кз} = \frac{U}{2 \cdot Z_{тр}} = \frac{400}{2 \cdot 0{,}066} = 3036\text{А}; \qquad \frac{I^{(2)}_{кз}}{I_у} \geq К_у; \qquad \frac{3036}{660} = 4{,}59 > 1{,}5$$

5. Расчет заземления для оборудования с рабочим напряжением ниже 500 В производим при условии, что суммарное сопротивление заземления для наиболее удаленной электроустановки в подземных условиях должно быть $R_z \leq 2$ Ом (4 Ом для наземных условий). Если сопротивление центрального заземлителя для наиболее удаленной электроустановки более 2 Ом, тогда рассчитывается дополнительное заземление, см. учебник [1].

Обоснование оптимального варианта системы электроснабжения

Обоснование оптимальной системы электроснабжения производится посредством сравнения затрат по вариантам за принятый период времени (год) приведенным к исходному моменту, полученным на основе результатов выше приведенного технического расчета и данных по стоимостным параметрам входящих элементов затрат.

Сравниваются затраты по двум системам электроснабжения:

- от региональной (районной) линии $З_1 = -К_1-Ц_1-И_1+D_1+E_1$
- от локальной (местной) электростанции $З_2 = -К_2-К_{02}-И_2+D_2+E_2$

По первому варианту:

$К_1$ – капиталовложения в строительство линии электропередач $L_р$ и трансформаторной подстанции

$К_1 = L_р \cdot К_{л1}+К_т$,

$Ц_1$ – стоимость подключения к районной сети

$Ц_1 = Р_р \cdot С_1$

$И_1$ – годовые эксплуатационные затраты

$$И_1 = И_к \frac{1-(1+i)^{-n}}{i},$$

где Ик – квартальные издержки

$И_{к1} = И_{зп}+И_э+И_{пэл}+И_{пэт}+И_{рм}+И_{пр}$,

где $И_{зп}=З_{01} \cdot n_ч \cdot n_м$ – зарплата обслуживающего персонала,

$З_0$ – месячная ставка рабочего соответствующего разряда, обслуживающего систему электроснабжения,

$n_ч$ – число рабочих, обслуживающих систему электроснабжения,

$n_м$ – число месяцев в квартале.

$И_{э1} = Р_с \cdot Т_к \cdot С_э$ – оплата за квартальное потребление электроэнергии,

$$И_{пэл} = \frac{S^2 \cdot Т_к \cdot С_э \cdot l_р}{U^2 \cdot \gamma \cdot s}$$

– издержки, связанные с потерями электроэнергии в линии электропередач $L_р$ =30 км.

$И_{пэт} = 0{,}02 \cdot S_т \cdot Т \cdot С_э$ – издержки, связанные с потерями электроэнергии в трансформаторе;

$И_{рм} = 0{,}2 \cdot р \cdot К_1$ – затраты на текущий ремонт;

$И_{пр} = 0{,}3(И_{рм}+И_{зп})$ – прочие затраты;

$$D_1 = \frac{К_1(1-p \cdot n)}{(1+i)^n}$$

- остаточная стоимость оборудования $К_1$ при среднем коэффициенте амортизации $р_1$=0,05 (при подключении к региональной сети), $р_2$ = 0,1 (при использовании локального энергоисточника)

$$Е_1 = И_{к1} С_н \frac{1-(1+i)^{-n}}{i}$$

- экономия на налоге на прибыль;

По второму (альтернативному) варианту:

$К_2$ – капиталовложения в локальную (дизельную) электростанцию,

$К_{02}$ – начальный оборотный капитал (квартальный запас топлива),

$И_2$; D_2; $Е_2$ – определяются аналогично первому варианту, только в этом случае отсутствуют издержки связанные с потерями энергии ($И_{пэл}$, $И_{пэт}$), а энергетические затраты определяются по формуле: $И_{э2} = Р_с Т_к q С_т$

В расчете приняты следующие значения:

а) технических параметров (по расчету):

- активной расчетной мощности $Р_р$ = 293 кВт;
- полной средней мощности $S_с$ = 380 кВА;
- средней расчетной мощности $Р_с = Р_р/к_м$ = 266кВт;
- удельного расхода дизельного топлива q = 0,25 кг/кВт·ч.

б) экономических параметров (по таблицам стоимостей):

- 1 км воздушной линии 35 кВ – $К_{л1}$ = 1 млн. руб./км;
- подключение к районной сети $Ц_1$ = 10000 руб/кВт;
- электростанции ДГА-400: $К_2$ = 2,5 млн. руб.;
- трансформаторной подстанции ТМ400/35 $К_т$ = 800000 руб.;
- электроэнергии $С_э$ = 3 руб/кВт·ч;
- дизельного топлива $С_т$ = 35 руб/кг;
- зарплаты обслуживающего персонала: 5 разряд = 36000 руб/мес, 6 разряд = 39000 руб/мес;
- ставка налога на прибыль $С_н$ = 0,26;
- ставка альтернативного вложения $i_к$ = 0,04; $i_г$ = 0,16 (квартальная и годовая).

в) временных параметров:

- число часов работы в квартал $Т_к = Т_г/4 = 7000/4 = 1750$ ч;
- число кварталов n = 4.

Расчет по первому варианту (1):

$К_1 = К_{л1} \cdot L_р + К_т = 1000000 \cdot 30 + 800000 = 30800000$ руб,

$Ц_1 = Р_р \cdot С_п = 293 \cdot 10000 = 2930000$ руб,

$И_{зп1} = З_{01} \cdot n_{ч1} \cdot n_м = 36000 \cdot 6 \cdot 3 = 648000$ руб,

$И_{э1} = Р_с \cdot Т_к \cdot С_э = 266 \cdot 1750 \cdot 3 = 1396500$ руб,

$$И_{пэ1} = \frac{S_{ср}^2 \cdot Т_к \cdot С_э \cdot L_р}{U^2 \cdot \gamma \cdot s} = \frac{380^2 \cdot 1750 \cdot 3 \cdot 30}{35^2 \cdot 32 \cdot 25} = 23207 \text{ руб},$$

$И_{пэт1} = 0{,}02 \cdot S_т \cdot Т_к \cdot С_э = 0{,}02 \cdot 400 \cdot 1750 \cdot 3 = 42000$ руб,

$И_{рм1} = 0{,}2 \cdot р_1 \cdot К_1 = 0{,}2 \cdot 0{,}05 \cdot 30800000 = 308000$ руб,

$И_{пр1} = 0{,}3(И_{рм1} + И_{зп1}) = 0{,}3(308000 + 648000) = 286800$ руб,

$И_{к1} = И_{зп1} + И_{э1} + И_{пэ1} + И_{пэт1} + И_{рм1} + И_{пр} = 648000 + 1396500 + 23207 + 42000 + 308000 + 286800 = 2704507$ руб,

$$И_1 = И_{к1} \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} = 2704507 \frac{1 - (1 + 0{,}04)^{-4}}{0{,}04} = 9817078 \text{ руб},$$

$Е_1 = С_н \cdot И_1 = 0{,}26 \cdot 9817078 = 2552440$ руб,

$$D_1 = \frac{К_1(1 - p_1 \cdot n)}{(1 + i)^n} + \frac{Ц(1 - p_0 \cdot n)}{(1 + i)^n} = \frac{30800000(1 - 0{,}05 \cdot 4)}{(1 + 0{,}04)^4} + \frac{2390000(1 - 0 \cdot 4)}{(1 + 0{,}04)^4} = 23105357$$

руб.

$З1 = –К_1 – Ц_1 – И_1 + D_1 + Е_1 = -30800000 - 2390000 - 9817078 + 23105357 + 2552440 = -17349280$

Расчет по второму варианту:

$К_2 = 2500000$ руб. $К_{02} = 4073125$ руб.

$И_{зп2} = З_{02} \cdot n_{ч2} \cdot n_м = 39000 \cdot 6 \cdot 3 = 702000$ руб.

$И_{э2} = Р_с \cdot Т_к \cdot q \cdot С_т = 266 \cdot 1750 \cdot 0.25 \cdot 35 = 4073125$ руб.

$И_{рм2} = 0.2 \cdot р_2 \cdot К_2 = 0.2 \cdot 0.1 \cdot 2500000 = 50000$ руб.

$И_{пр2} = 0.3(И_{рм2} + И_{зп2}) = 0.3(50000 + 702000) = 225600$ руб.

$И_{к2} = И_{зп2} + И_{э2} + И_{рм2} + И_{пр2} = 702000 + 4073125 + 50000 + 225600 = 5050725$ Руб.

$$И_2 = И_{к2} \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} = 5050725 \cdot \frac{1 - (1 + 0.04)^{-4}}{0.04} = 18333603 \text{ руб.}$$

$Е_2 = С_н \cdot И_2 = 0.26 \cdot 18333603 = 4766737$ руб.

$$Д_2 = \frac{К_2(1 - p_2 n)}{(1 + i)^n} + \frac{К_{02}(1 - p_0 n)}{(1 + i)^n} = \frac{2500000(1 - 0.1 \cdot 4) + 4073125\,(1 - 0 \cdot 4)}{(1 + 0.04)^4} = 4271048 \text{ руб.}$$

$З_2 = –К_2 – К_{02} – И_2 + Д_2 + Е_2 = 2500000 – 4073125 – 18333603 + 4271048 + 4766737 = –15292340$ руб.

Значения приведенных затрат по варианту электроснабжения от локального энергоисточника меньше чем, от районной сети на $\Delta З = З_1 – З_2' = 17349280 – 15292340 = 2056940$ руб., т.е. на 11,86%.

Таким образом для электроснабжения горных работ в рассматриваемых условиях следует принять вариант электроснабжения от локального энергоисточника.

При утилизации тепла дизельной электростанции на калориферный обогрев работ разница по вариантам на комплексное энергообеспечение возрастает еще в большей степени в пользу первого варианта.

Пример 3.

Произвести расчет системы электроснабжения горнопроходческих 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*. Расчет произвести методом упорядоченных диаграмм.

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.

2.Пользуясь таблицами, 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 $\sum P_н = 71$ *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:

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

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

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

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

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

для централизованного варианта – трансформаторную подстанцию ТП 100/6

для варианта локального электроснабжения – дизельную электростанцию *АД 60* соответственно мощностью *100 кВ·А* и *60 кВт*.

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

$$P_{дэс} \geq 1{,}5\ P_{кз} = 1{,}5 \cdot 36 = 54\ кВт < 60;$$
$$S_m \geq 3 \cdot K_{кз} = 3 \cdot 36 = 108\ кВ \cdot А > 100.$$

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:

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

По величине тока I_{04}=*141,4 А* из условия нагрева может быть принят кабель с медными жилами сечением 50 $мм^2$.

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

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

$$\varepsilon = \frac{25{,}5}{380} \cdot 100 = 5{,}3\%.$$

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

б) От государственной линии до трансформаторной подстанции:

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

По величине тока I_6=*8,9 А* 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 проверяем на потери напряжения провода сечением 16 $мм^2$.

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

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

Таким образом, применяются провода следующего типоразмера: до подстанции 25 $мм^2$, а от подстанции до забоя – кабель 50 $мм^2$.

4. Ток уставки АФВ подземного распредпункта:

$$I_{уст} = I_{п.max} + (\Sigma I_н - I_н)$$

$$I_{уст} = \frac{5 \cdot 36 + (71 - 36)}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38 \cdot 0{,}72} = 454\ А$$

Принимаем ток уставки 500 А

5. Годовой расход электроэнергии

$W_a = P_{c\Sigma} \cdot T_г = 50{,}4 \cdot 7000 = 352800$ кВт·ч

6. Определяем оптимальную систему электроснабжения.

Приняты следующие числовые значения параметров:
стоимость трансформаторной подстанции ТП 100/6 = 130000 + 86000 = 216000 руб.,
стоимость ДЭС АД 60 – 402000 руб.,
зарплата $З_1$ = 36000 руб, $З_2$ = 39000 руб, расход топлива ДЭС q = 0,27 кг/кВт·ч,
расстояние до районной ЛЭП $L_р$ = 15 км, стоимость электроэнергии $С_э$ = 3 руб/кВт·ч,
стоимость подключения 1 кВт Ц = 10000 руб/кВт, стоимость топлива ДЭС $С_т$ = 30 руб/кВт·ч,
Стоимость 1 км линии ЛЭП $К_л$ = 450000 руб/км.

Затраты по вариантам: $З_1 = –К_1–Ц_1–И_1+D_1+E_1$; $З_2 = –К_2–К_{02}–И_2+D_2+E_2$;

Расчет по первому варианту:
$К_1 = К_{л1}·L_р = 15·450000 = 6750000$ руб.,
$Ц_1 = 10000·67 = 670000$ руб.,
$И_{1к} = И_э+И_{пэ1}+И_{пэт}+И_р+И_{пр}+И_з$,
$И_з = З_0·n_ч·n_{мес} = 36000·3·3 = 324000$ руб.,
$И_{э1} = Р_с·Т_к·С_э = 50{,}4·1750·3 = 264600$ руб.,

$$И_{пэ1} = \frac{S_с^2 \cdot Т_к \cdot С_э \cdot L_р}{U^2 \cdot \gamma \cdot s} = \frac{70^2 \cdot 1750 \cdot 3 \cdot 15}{6^2 \cdot 32 \cdot 25} = 13398 \text{ руб},$$

$И_{пэт1} = 0{,}02·S_т·Т_к·С_э = 0{,}02·100·1750·3 = 10500$ руб,
$И_{р1} = 0{,}2·р_1·К_1 = 0{,}2·0{,}05·6756000 = 67500$ руб,
$И_{пр1} = 0{,}3(И_{з1}+И_{р1}) = 0{,}3(351000+67500) = 125550$ руб,
$И_{к1} = 324000 + 264600 + 13398 + 10500 + 67500 + 125550 = 805548$ руб,

$$И_1 = И_{к1}\frac{1-(1+i)^{-n}}{i} = 805548\,\frac{1-(1+0{,}04)^{-4}}{0{,}04} = 2924055 \text{ руб},$$

$E_1 = С_н·И_1 = 0{,}26·2924055 = 760254$ руб,

$$D_1 = \frac{К_1(1-p_1\cdot n) + Ц(1-p_0\cdot n)}{(1+i)^n} = \frac{6750000(1-0{,}05\cdot 4) + 670000(1-0\cdot 4)}{(1+0{,}04)^4} = 5188661$$

руб.

$З_1 = – 6750000 – 670000 – 2924055 + 760254 + 5188661 = – 4395140$ руб.

Расчет по второму варианту:
$З_2 = – К_2 – К_{02} –И_2 +Д_2 +E_2$
$К_2 = 402000$ руб; $К_{02} = 714420$ руб.
$И_{з2} = З_{02}·n_ч·n_{мес} = 39000·3·3 = 351000$ руб.
$И_{э2} = Р_с·Т·q·С_т = 50{,}4·1750·0{,}27·30 = 714420$ руб.
$И_{р2} = 0{,}2·р_2·К_2 = 0{,}2·0{,}1·402000 = 8040$ руб.
$И_{пр2} = 0{,}3·(И_{р2} + И_{з2}) = 0{,}3·(8040 +351000) = 107712$ руб.
$И_{к2} = 351000 +714420 +8040 + 107712 = 1181172$ руб.

$$И_2 = И_{к2}\frac{1-(1+i)^{-n}}{i} = 1181172\,\frac{1-(1+0{,}04)^{-4}}{0{,}04} = 4287531 \text{ руб},$$

$E_2 = С_н·И_2 = 0{,}26·4287531 = 1114758$ руб,

$$D_2 = \frac{К_2(1-p_1\cdot n) + К_{02}(1-p_0\cdot n)}{(1+i)^n} = \frac{402000(1-0{,}1\cdot 4) + 714420(1-0\cdot 4)}{(1+0{,}04)^4} = 816868$$

руб.

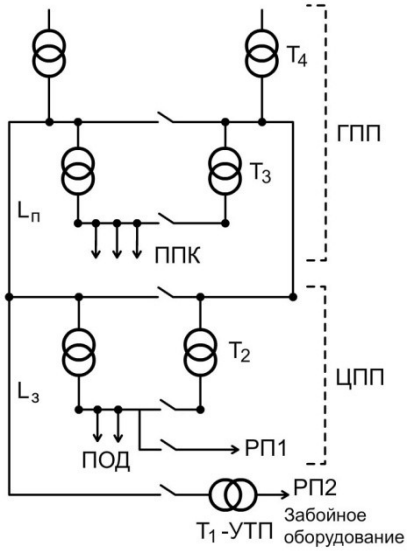
$З_2 = – 402000 – 714420 – 4287531 + 1114758 + 816868 = – 3472325$ руб.
Первый вариант дороже второго на 21 %.

«Задания к выполнению курсовой работы по электрооборудованию и электроснабжению горных предприятий»

	Мощность потребителей по узлам системы (Р), число потребителей n, мощность макс. потр. (P_{max})				Расстояние (км)			
	РП-1	РП-2	ПОД	ППК	$L_{з1}$	$L_{з2}$	$L_{п}$	$L_{р}$
	Р, n, P_{max}	Р, n, P_{max}	Р, n, P_{max}	Р, n, P_{max}	от ствола до забоя		от ГПП до ЦПП	от рай ЛЭП до ЦПП
1	70; 7; 20	-	100; 7; 20	700; 10; 100	0,1	-	0,2	10
2	75; 8; 25	-	120; 8; 25	800; 12; 100	0,15	-	0,25	20
3	80; 9; 17	-	130; 8; 30	850; 12; 100	0,17	-	0,25	30
4	85; 9; 17	-	120; 8; 50	850; 12; 50	0,12	-	0,25	30
5	90; 9; 17	-	150; 8; 50	900; 13; 100	0,1	-	0,3	24
6	95; 8; 25	-	160; 7; 50	900; 13; 150	0,15	-	0,3	45
7	100; 8; 20	-	100; 7; 20	750; 10; 150	0,16	-	0,3	25
8	60; 4; 20	-	50; 7; 10	600; 10; 140	0,2	-	0,04	15
9	65; 5; 20	-	60; 6; 15	500; 10; 120	0,15	-	0,12	16
10	70; 6; 17	-	70; 5; 20	550; 11; 110	0,17	-	0,15	26
11	75; 7; 17	-	50; 7; 10	500; 10; 120	0,17	-	0,25	17
12	80; 9; 20	-	60; 7; 15	650; 15; 110	0,15	-	0,35	27
13	85; 10; 17	-	50; 7; 10	450; 10; 110	0,18	-	0,4	18
14	90; 10; 20	-	70; 7; 15	500; 10; 100	0,2	-	0,4	18
15	100; 10; 25	-	60; 7; 15	550; 11; 80	0,3	-	0,3	13
16	50; 6; 15	-	60; 6; 20	600; 10; 80	0,2	-	0,4	24
17	55; 6; 10	-	60; 6; 20	600; 10; 70	0,35	-	0,35	14
18	60; 5; 15	-	60; 5; 15	600; 6; 100	0,25	-	0,25	15
19	65; 6; 15	-	60; 7; 30	560; 7; 80	0,3	-	0,2	18
20	70; 6; 23	94; 5; 23	60; 9; 32	513; 8; 121	0.4	0.22	0.3	37
21	98; 5; 27	71; 9; 19	166; 4; 32	516; 11; 135	0.47	0.37	0.17	26
22	86; 9; 15	79; 8; 24	118; 4; 21	978; 6; 189	0.3	0.49	0.18	28
23	88; 5; 25	75; 8; 35	199; 3; 15	669; 9; 97	0.31	0.38	0.28	44
24	60; 10; 20	51; 5; 27	115; 9; 33	625; 6; 197	0.21	0.46	0.43	14
25	50; 10; 28	95; 8; 24	158; 6; 35	730; 6; 148	0.24	0.42	0.32	22
26	65; 10; 29	85; 8; 20	171; 6; 42	966; 8; 141	0.38	0.29	0.43	44
27	59; 9; 28	91; 9; 25	180; 9; 46	410; 9; 176	0.38	0.25	0.24	47
28	68; 8; 34	59; 10; 28	80; 7; 29	715; 12; 83	0.35	0.37	0.28	30
29	80; 7; 35	66; 7; 29	151; 7; 16	968; 7; 80	0.49	0.2	0.31	48
30	72; 8; 23	77; 5; 21	82; 5; 30	416; 11; 183	0.25	0.22	0.38	24
31	55; 10; 25	96; 10; 33	177; 7; 47	441; 10; 148	0.27	0.48	0.32	47
32	51; 8; 21	64; 7; 29	81; 6; 46	799; 6; 179	0.37	0.38	0.35	10
33	54; 6; 25	93; 5; 26	132; 10; 26	411; 7; 143	0.16	0.2	0.38	20
34	89; 6; 28	80; 7; 23	152; 8; 36	938; 8; 190	0.37	0.26	0.25	46
35	60; 6; 26	89; 5; 33	144; 4; 24	518; 6; 142	0.26	0.17	0.38	44
36	73; 9; 31	72; 5; 28	120; 7; 31	865; 9; 130	0.29	0.36	0.44	36
37	96; 10; 32	58; 6; 23	86; 4; 17	937; 7; 198	0.48	0.27	0.26	43
38	54; 6; 29	82; 9; 15	153; 8; 36	618; 12; 197	0.47	0.34	0.26	49
39	74; 5; 33	61; 5; 17	141; 7; 47	650; 7; 186	0.39	0.26	0.42	35

40	75; 7; 23	98; 6; 21	55; 10; 24	658; 8; 82	0.31	0.46	0.42	31
41	69; 10; 28	95; 5; 29	92; 9; 26	779; 9; 166	0.14	0.27	0.26	47
42	52; 7; 17	56; 5; 28	172; 6; 22	491; 11; 193	0.12	0.48	0.15	15
43	63; 10; 28	72; 9; 31	59; 5; 43	522; 9; 170	0.23	0.39	0.41	26
44	79; 8; 23	79; 10; 19	52; 8; 47	554; 10; 94	0.33	0.21	0.35	20
45	54; 5; 35	58; 10; 32	93; 3; 25	709; 8; 200	0.28	0.12	0.41	45
46	79; 9; 22	79; 5; 21	178; 5; 25	439; 8; 166	0.2	0.21	0.44	32
47	66; 5; 17	73; 8; 28	98; 8; 32	404; 9; 99	0.29	0.39	0.21	40
48	87; 8; 17	77; 6; 24	100; 3; 33	800; 7; 160	0.43	0.5	0.42	37
49	97; 10; 25	62; 6; 24	109; 7; 22	859; 9; 171	0.37	0.19	0.33	23
50	95; 6; 32	89; 8; 32	127; 5; 44	831; 6; 185	0.41	0.47	0.17	32
51	100; 7; 33	83; 7; 23	127; 3; 35	407; 8; 165	0.41	0.24	0.42	27
52	90; 7; 19	78; 8; 32	71; 9; 38	961; 9; 93	0.44	0.14	0.24	40
53	53; 5; 28	68; 7; 19	122; 6; 41	521; 6; 125	0.47	0.15	0.22	29
54	63; 6; 24	60; 8; 27	70; 5; 42	463; 12; 144	0.16	0.45	0.4	23
55	77; 7; 18	61; 10; 25	93; 4; 32	847; 6; 102	0.21	0.27	0.32	19
56	51; 6; 35	87; 6; 16	117; 7; 27	606; 9; 141	0.25	0.44	0.32	18
57	89; 8; 15	65; 5; 16	169; 5; 16	599; 11; 130	0.17	0.24	0.32	18
58	57; 6; 24	76; 10; 20	142; 8; 46	832; 8; 134	0.41	0.4	0.41	15
59	99; 7; 23	55; 8; 33	190; 6; 33	407; 8; 146	0.5	0.23	0.19	31
60	85; 9; 32	91; 7; 15	185; 5; 35	743; 11; 90	0.33	0.45	0.35	44
61	63; 5; 20	61; 6; 35	126; 8; 32	572; 8; 139	0.28	0.15	0.27	11
62	62; 6; 28	74; 5; 23	193; 9; 48	869; 7; 196	0.11	0.26	0.41	15
63	65; 5; 32	70; 8; 27	85; 5; 50	483; 6; 148	0.16	0.49	0.35	27
64	95; 10; 29	75; 9; 33	163; 4; 27	773; 7; 109	0.2	0.16	0.3	48
65	65; 5; 17	57; 5; 18	191; 5; 21	505; 6; 133	0.37	0.22	0.24	22
66	95; 6; 29	85; 8; 29	54; 4; 15	632; 6; 197	0.17	0.23	0.17	11
67	65; 6; 22	54; 9; 16	168; 7; 15	660; 10; 86	0.2	0.17	0.41	25
68	98; 7; 21	65; 7; 30	140; 4; 43	569; 7; 123	0.24	0.5	0.42	45
69	83; 5; 30	91; 8; 35	159; 9; 16	670; 6; 159	0.27	0.25	0.19	13
70	53; 9; 17	52; 8; 35	50; 4; 33	514; 9; 192	0.17	0.22	0.27	43
71	76; 8; 27	87; 7; 28	52; 7; 30	718; 6; 171	0.23	0.41	0.27	50
72	73; 5; 31	80; 6; 30	137; 9; 19	783; 12; 182	0.19	0.36	0.3	32
73	53; 9; 29	93; 7; 34	52; 8; 40	416; 9; 82	0.31	0.45	0.34	11
74	85; 8; 25	85; 7; 34	108; 4; 26	663; 8; 183	0.26	0.32	0.18	21
75	86; 9; 17	98; 6; 34	97; 8; 48	712; 7; 119	0.43	0.47	0.28	31
76	63; 7; 18	62; 5; 15	114; 6; 43	735; 7; 118	0.45	0.15	0.39	10
77	85; 7; 26	82; 6; 28	54; 7; 37	774; 12; 171	0.27	0.17	0.19	49
78	96; 8; 27	67; 8; 22	146; 5; 20	463; 11; 176	0.12	0.5	0.28	49
79	91; 9; 32	100; 10; 23	198; 9; 46	802; 8; 109	0.3	0.36	0.24	16
80	77; 9; 25	96; 8; 29	193; 6; 29	655; 9; 130	0.14	0.26	0.42	24
81	70; 7; 21	63; 5; 27	126; 4; 35	539; 7; 98	0.44	0.26	0.14	39
82	60; 6; 15	53; 10; 27	66; 7; 44	496; 12; 134	0.27	0.38	0.14	21
83	92; 8; 18	83; 5; 29	59; 5; 16	843; 12; 86	0.42	0.49	0.24	17
84	64; 5; 28	62; 5; 20	152; 6; 24	934; 12; 115	0.17	0.13	0.43	48
85	68; 6; 33	75; 10; 27	65; 4; 31	452; 12; 196	0.48	0.37	0.29	35
86	58; 6; 33	54; 7; 30	116; 10; 47	775; 10; 172	0.14	0.13	0.42	43
87	90; 9; 17	81; 5; 32	142; 8; 43	685; 12; 195	0.24	0.12	0.36	20
88	82; 8; 32	59; 5; 29	61; 8; 50	454; 6; 189	0.11	0.14	0.32	19
89	70; 5; 19	68; 9; 28	78; 3; 28	410; 9; 160	0.2	0.45	0.43	10

90	84; 8; 20	55; 8; 32	98; 5; 49	514; 7; 163	0.42	0.14	0.23	12
91	51; 6; 22	63; 7; 27	160; 4; 46	715; 6; 109	0.11	0.34	0.23	10
92	79; 10; 15	97; 10; 34	140; 6; 49	916; 7; 109	0.31	0.37	0.44	27
93	85; 5; 31	95; 5; 21	145; 7; 43	687; 10; 187	0.25	0.16	0.23	21
94	54; 7; 29	81; 9; 30	90; 3; 26	886; 9; 188	0.25	0.2	0.33	23
95	91; 7; 21	59; 6; 29	156; 3; 44	557; 11; 85	0.35	0.31	0.2	13
96	59; 6; 20	79; 8; 33	116; 7; 20	944; 11; 171	0.25	0.47	0.24	16
97	100; 7; 27	74; 5; 18	94; 10; 24	609; 8; 192	0.45	0.48	0.35	40
98	55; 7; 27	66; 8; 23	79; 4; 43	971; 12; 81	0.41	0.45	0.43	22
99	53; 5; 16	99; 8; 15	132; 3; 38	526; 12; 149	0.18	0.13	0.28	30
100	62; 8; 15	69; 6; 34	86; 9; 28	773; 10; 179	0.25	0.11	0.38	27



ППК: подъемная установка, компрессорная установка, разгрузочный комплекс, вентилятор центрального проветривания, быткомбинат и др.
ПОД – водоотлив, тяговая подстанция, погрузочный комплекс.

Нагрузки:

T_1 – РП2;
T_2 – ПОД + РП1 (до 0,4 км);
T_3 – ППК;
T_4 – РП2 + РП1 + ПОД + ППК; $n_\Sigma = \sum n_i$.

ПРИЛОЖЕНИЯ

I Материалы к расчету электропривода

Таблица №1

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые.

частота вращения (синхронная)	диапазон мощности	диапазон КПД	диапазон коэфф. мощности	$M_{max}/M_н$	$I_{нач}/I_н$
Закрытые обдуваемые двигатели серии 4А					
3000	9–315	60–93	07–091	2.2–1.9	5–7
1500	6–315	50–94.5	06–092	2.2–1.9	5–7
1000	15–200	56–94	062–09	2.2–1.9	5–7
750	15–160	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; 75; 90; 110; 132; 160; 200; 250; 315; 400.

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	

Таблица №2

Параметры некоторых аппаратов защиты и управления
Силовые предохранители.

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

Таблица №3
Электротехнические параметры отечественных буровых установок.

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).*

Таблица 4

Параметры некоторого оборудования с электроприводом, используемого при проведении подземных горных работ

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 60(75)	130	
		5,00	195	175

Оборудование	Марка	Подача, *м³/мин*	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
	2ВМ10-50/9	50	0,9	265
	2ВМ10-63/9	62	0,9	332
	4ВМ10-40/70	43	7	479
	4ВМ10-120/9	125	0,9	666

Оборудование	Марка	Подача, *м³/ч*	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
	ЦНС 180-500	180	500	400
	ЦН-1200-310	1250	220	1020
	ЦНС-300-1300	280	1250	1560

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
Проходческие комбайны избирательного действия		Площадь сечения выработки, $м^2$	Мощность двигателя исполнительного органа, *кВт*	Суммарная мощность, *кВт*
	ПК-3Р	5,3-12	32	84
	4ПУ	4,0-8,2	22	63
	ГПКС	4,7-15	55	95
	4ПП-2	9-25	105	200
	ГПК-2	20-30	110	187
	4ПП-5	10-30	200	350

Таблица 5.

Параметры оборудования с электроприводом, используемого при производстве открытых горных работ.

Оборудование	Привод рабочего органа	Вместимость ковша, $м^3$	Мощность, *кВт*
Экскаваторы	Механический навесной	0,15-0,4	15-25
	Гидравлический, механический неполноповоротный	0,25-0,65	25-40
	Гидравлический, механический полноповоротный	0,4-4	40-210
Роторные экскаваторы	Модель:	Производительность, $м^3/ч$	Мощность, кВт
	ЭРГВ-630Ц	690	840
	ЭРП-1250	1250	2000
	ЭРШР-5000	5000	4333
Дробилки (с пределом прочности при сжатии до 300 МПа)	Модель	Производительность, $м^3/ч$	Мощность, *кВт*
	ДРО-572	*5. ..14*	*30*
	ДРО-549	*7. ..20*	*37*
	СМД-108А	*15. ..31*	*45*
	ДРО-603	*13. ..30*	*37*
	СМД-109А	*23. ..53*	*45*
	СМД-ПОА	*58. ..104*	*75*
	ДРО-528	*90. ..160*	*75*
	ДРО-609	*80. ..140*	*110*
Конвейеры	Модель	Производительность, $м^3/ч$	Мощность, *кВт*
	КЛК-1	500	320
	КЛК-2	550	200
	КЛК-3	765	400
	КЛК-4	770	500

Таблица 6.

К определению расчетной мощности

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

Наименование потребителей	коэффициенты		
	$к_с$	$cos\ \varphi$	$к_и$
1. Поверхность			
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
Вентиляторы главного проветривания	0,7	0,75	0,7
Компрессорные установки	0,8	0,75	0,75
Подъёмные установки	0,5÷0,75	0,7	0,7
Сварочные трансформаторы, генераторы	0,5	0,75	0,5
Механические мастерские	0,3	0,65	
Нагревательные приборы, печи, сушилки	0,8	1	1
Электрокалориферы	-	0,9	0,6
Освещение	0,9	1	0,9
Административно-бытовой комплекс	0,6	0,7	
Поселок	0,75	0,95	
2. Подземные выработки			
Очистные работы	0,4÷0,6	0,7	
Подготовительные работы	0,3÷0,4	0,6	
Водоотлив, вентиляция	0,6÷0,7	0,8	
Откатка электровозами	0,45÷0,6	0,9	
Конвейеры	0,55÷0,7	0,7	
Погрузочные машины	0,7	0,65	0,65

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

$n_э$	$к_и$									
	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	

Таблица 7.
Технико-экономические параметры энергоисточников
а) Технико – экономические параметры трансформаторного оборудования

Трансформаторы силовые							Комплектные трансформаторные подстанции			Панели	Камеры	
Напряжение, кВ	Мощность кВ·А	Потери, кВт		Напряжение кВ	Стоимость трансформатора, тыс. руб.		Стоимость КТП, тыс. руб.			ЩО-70	КСО-366	КСО-285
		Холостого хода	Короткого замыкания (К.З.)		ТМ (ТМГ)	ТСЗ	Передвижные ПКТП	Киосковые с выключателем (КТПТВ)	Киосковые проходные (КТППК)	Стоимость панелей, камер, тыс. руб.		
6-10/04	25				50,5	120		129		от 35 до 100	от 15 до 50	от 50 до 200
6-10/04	40	0,175	1	4,5	58	130		130				
6-10/04	63	0,24	1,28	4,7	69	174		130				
6-10/04	100	0,33	1,97	4,5	86	206	140	130	150			
6-10/04	160	0,42	1,97	4,5	111	380	180	134	150			
6-10/04	250	0,74	3,74	4,7	147	585	200	136	152			
6-10/04	400	0,92	5,5	4,7	187	642	220	146	162			
6-10/04	630	1,42	7,6	5,5	276	757	230	150	165			
6-10/04	1000	2,1	12,2	6,5	465	952	260	291	296			
6-10/04	1600	1250										
6-10/04	2500	1755										
ТМН 6300/35		5484										

б) Дизельные электростанции серии АД на базе отечественных двигателей

Модель станции	Номинальная мощность, кВт	Модель двигателя	Расход топлива (нагрузка 75%), л/ч	Цена оборудования, тыс. руб.				
				Iя степень автоматизации			IIя степень автоматизации	
				открытое исполнение	капот на шасси	контейнер	открытое исполнение	контейнер
АД-30С	30	Д-246,1	9	233	209	413	250	520
АД-60	60	Д-246,4	16	310	402	495	330	620
АД-100	100	Д-266,4	24,5	398	564	593	430	720
АД-200	200	ЯМЗ 7511	35	804	1054	1000	852	1162
АД-300	300	ТМЗ 8435	55	1150	1502	1410	1200	1550
АД-400	400	ЯМЗ-Э850	74	2250	2600	2510	2350	2700
АДС-600	600	TDW 588 12VTE	114	-	-	6800	5200	-
АД-800	800	TDW 880 12VTE	162	-	-	-	9300	-
АД-1000	1000	TDG 1121 12VTE	193	-	-	-	15500	-
АД-1350	1350	TDG 1498 12VTE	257	-	-	-	20300	-
АД-2000	2000	MTU 20V4000G23	385	-	-	-	49000	-
АД-2400	2400	MTU 20V4000G63L	445	-	-	-	63000	-

Таблица 8

Технико-экономические характеристики электрических сетей

а) Технико-экономические характеристики воздушных линий (марка проводов АС)

Сечение проводов, мм^2	Длительно допустимая токовая нагрузка, А	Линии с оголенными проводами 6(10) кВ	
		Стоимость, тыс. руб.	
		Деревянные опоры	Железобетонные опоры
16	105	400	500
25	135	450	570
35	175	460	580
50	210	470	590
70	265	500	600
95	320	510	630

Ориентировочно:
стоимость линии напряжением 0,4 кВ в 1,4 раза ниже стоимости линии 6(10) кВ;
стоимость линии напряжением 0,4 кВ с изолированными проводами выше в 1,4 раза, чем с оголенными;
стоимость линии 35 кВ в 1,5 раза выше стоимости линии 6(10) кВ.

б) Технико-экономические характеристики кабельных линий (рабочее напряжение до 1 кВ)

Сечение жил, мм^2	Длительно допустимая токовая нагрузка, А				Стоимость одного км кабельных линий, тыс. руб.	
	С алюминиевыми жилами		С медными жилами			
	В траншее	На конструкциях	В траншее	На конструкциях	С алюминиевыми жилами	С медными жилами
2,5	31	22	40	28	90	Кабели с медными жилами дороже, чем с алюминиевыми, примерно, в два раза.
4	42	29	50	27	100	
6	55	35	70	45	110	
10	75	46	95	60	140	
16	90	60	120	80	180	
25	125	80	160	105	200	
35	145	95	190	125	220	
50	180	120	235	155	300	
70	220	155	285	200	380	
95	260	190	340	245	420	
120	300	220	390	285	480	

Кабели на напряжение 6(10) кВ дороже, примерно, вдвое.

в) 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.

Таблица 9

Ориентировочные тарифы на оплату:

а) Энергоресурсов

Электроэнергия		Дизельное топливо		Печное топливо (уголь)		Газовое топливо	
Цена подключения к рег. линии, руб/ кВт	Стоимость руб/кВт·ч ($С_э$)	Стоимость руб/кг ($С_т$)	Удельный расход ($q_д$) кг/кВт·ч	Стоимость руб/кг ($С_п$)	Удельный расход ($q_п$) кг/кВт·ч	Стоимость руб/м^3	Удельный расход м^3/кВт·ч
10000-15000	2,5-4	30-40	0,2-0,3	3-10	2,5-9,4	16-20	0,33-0,4

б) Тарифы оплаты труда работников энергослужбы.

№ п/п	Наименование	Разряд	Месячная зарплата, руб
1	Сотрудник энергослужбы	3	32000
2	Сотрудник энергослужбы	4	36000
3	Сотрудник энергослужбы	5	39000
4	Сотрудник энергослужбы	6	43000

в) Стоимость тепловой энергии при использовании различных видов топлива

Топливо (энергия)	Средняя теплотворная способность	Тепловая мощность полученная при сжигании 1кг	Средняя стоимость 1 кг топлива, руб.	Примерная стоимость 1 кВт. тепла в рублях	В % к электрической энергии
Электроэнергия		1кВт·час= 3600кДж	3,0 за 1кВт·час	3,0	100
Природный газ (метан)	55250кДж/кг. 40000кДж/м^3	11кВт	5,0 за 1м^3	0,46	15,3
Сжиженный газ (пропан-бутан)	50350кДж/кг.	13,99кВт	16	1,14	38
Каменный уголь	30000кДж/кг	8,33кВт	4	0,48	16
Дрова	15000кДж/кг	4,17кВт	2,5-8	0,59-1,92	19,7-64
Пеллеты	18800кДж/кг	5,2кВт	6	1,54	51,3
Дизельное топливо	40000кДж/кг	11,1кВт	32	2,91	97
Тепловой насос		не менее 300% от потребленной электрической	1,0 за 1кВт·час	1,0	33

Таблица 10

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

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