



**Ўзбекистон Республикаси Олий ва ўрта махсус
таълим вазирлиги**

Жиззах Политехника институти

МАЛАКАВИЙ БИТИРУВ ИШИ

**Мавзу: Проектирования электроснабжения
насосной станции города Марджанбулака**

Талаба: Мирзахмедов Фаррух

Рахбар:

Жиззах 2011 й.

**Ўзбекистон Республикаси Олий ва ўрта махсус
таълим вазирлиги
Жиззах Политехника институти**

ДИХ раиси

Кафедра мудири

«__» _____ 2011 й.

«__» _____ 2011й

БИТИРУВ ИШИГА ИЗОХНОМА

Мавзу: Проектирования электроснабжения насосной станции
города Марджанбулака

БИТИРУВ ИШИ ТАРКИБИ

Тушунтириш ёзуви _____ бет

График қисми _____ варақ

Талаба: __ Мирзахмедов Фаррух _____

Битирув иши рахбари: _____

ҚИСМЛАР БЎЙИЧА МАСЛАХАТЧИЛАР:

1. _____
2. _____
3. _____
4. _____

ТЕКШИРДИ:

1. _____
2. _____

ЎЗБЕКИСТОН РЕСПУБЛИКАСИ ОЛИЙ ВА ЎРТА МАХСУС ТАЪЛИМ
ВАЗИРЛИГИ

ЖИЗЗАХ ПОЛИТЕХНИКА ИНСТИТУТИ

“ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ВА ФИЗИКА” кафедраси

Кафедра мудири _____ проф. _ У.Ю.Юлдашев

200__ йил «__»__

МАЛАКАВИЙ БИТИРУВ ИШИГА ТОПШИРИҚ

114-07ЭЭ (рус)гуруҳ талабаси Мирзахмедов Фарруҳ

Иш « Проектирования электроснабжения насосной станции города

Марджанбулака » мавзуси

1.МБИ мавзуси институтнинг «__»_____ 200__ йил № ____ сонли буйруғи билан тасдиқланган.

2. Тугалланган ишнинг топшириш муддати _____

3. МБИ бажариш учун керакли маълумотлар _____

4. МБИ ҳисоб тушунтириш матнининг таркиби:4.1 Кириш қисми.4.2 Муаммонинг ҳозирги вақтдаги таҳлили ва МБИ мавзусини асослаш .4.3 Техналогик ҳисоб.

4.4 Меҳнат ва атроф муҳит муҳофазаси .4.5 Тавсия этилган ечимларни иқтисодий асослаш.4.6 Тавсия ва хулосалар.4.10 Фойдаланилган адабиётлар руйхати

5. Чизма материаллар рўйхати

5.1. _____

5.2. _____

5.3. _____

5.4. _____

6. Топшириқ берилган сана _____

Рахбар _____

Топшириқни бажаришга киришилган сана _____

(сана, талабанинг имзоси)

БМИнинг бўлимлари маслаҳатчиларидан топшириқ олиш

№	Бўлим номи	Маслаҳатчи Ф.И.Ш.	Имзо	Сана
1	Технологик қисм			
2	Илмий қисм			
3	Меҳнат ва атроф м муҳоф	Бобомуродов У		
4	Иқтисодий қисм			

Битирув малакавий ишини бажариш тартиби.

№	МБИ бўлимларининг номи	Бажарилиш муддати	Изоҳ
1	Кириш қисми		
2	Технологик ҳисоб		
3	Электр юкламаларни ҳисоблаш		
4	Юкламалар марказини аниқлаш		
5	Реактив қувватни компенсациялаш		
6	Трансформатор нимстанция танлаш		
7	Ташқи электр таъмин систем танлаш		
8	Қисқа туташув тоқларини ҳисоблаш		
9	Химоя ускуналарини танлаш		
10	Меҳнат ва атроф муҳит муҳофазаси		
11	Чизмалар:		
11.1	Корхонанинг бош плани		
11.2	Бир чизиқли электр схема		
11.3	Эркин мавзу		

БМИ раҳбари: _____ Имзо _____ Сана _____

Талаба: _____ Имзо _____ Сана _____

ОГЛАВЛЕНИЕ

СТР

-
- | | |
|--|---|
| 1. Введение. | 2 |
| 2. История предприятия и его технологические процессы. | |
| 3. Выбор рода токов и величины питающего напряжения. | |
| 4. Расчет электрической нагрузки. | |
| 5. Построения картограммы нагрузок и определения центра электрических нагрузок. | |
| 6. Компенсация реактивной мощности. | |
| 7. Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов и экономическое обоснование. | |
| 8. Выбор схемы электрического снабжения и выбор кабелей. | |
| 9. Расчет токов КЗ. | |
| 10. Выбор аппаратов и устройств для защиты. | |
| 11. Экология. | |
| 12. Охрана труда. | |
| 13. Заключение. | |
| 14. Литература. | |
| 15. Оглавление. | |

1. Введение

Как нам известно, за каждым годом запасы природных ресурсов все меньше и меньше, а в нашей республике электроэнергия вырабатывается в основном тепловых электрических станциях требующих очень больших затрат материальных, людских и природных ресурсов. Потому что в тепловых электрических станциях электрическая энергия вырабатывается за счет сжигания органического топлива, т.е. газ, мазут и уголь. Поэтому в настоящее время перед промышленностью и всего народно-хозяйственного комплекса стоит вопрос эффективного использования электрической энергии, внедрение новых энергосберегающих технологий.

В настоящее время завершена разработка отраслевых, региональных и Государственной программ энергосбережения Республики Узбекистан до 2010 г. Необходимость проведения широкомасштабных мероприятий по энергосбережению подтверждается тем, что энергоёмкость экономики Узбекистана примерно в два раза выше, чем в странах со средним уровнем развития. Неиспользуемый потенциал энергосбережения составляет 40-45% современного энергопотребления. Использование этого потенциала значительно дешевле, чем увеличение добычи топлива. Свыше одной трети его сосредоточено в самом топливно-энергетическом комплексе по всей технологической цепи и в промышленности, столько же в коммунально-бытовом секторе, более 20 % в сельском хозяйстве и около 10% на транспорте. Высокий уровень энергопотребления в республике определяется, как низким техническим уровнем энергопотребляющих процессов, так и энергоёмкой структурой материального производства.

Главная задача Государственной программы энергосбережения Республики Узбекистан до 2010 года – обеспечить последовательное повышение эффективности использования всех видов топливно-энергетических ресурсов на основе применения новых технологий, машин, оборудования, бытовых приборов,

транспортных и других технических средств мирового уровня и проведения комплекса административно – правовых, технических, экономических, технологических и организационных мер их экономии.

Энергосбережение - это стратегическое направление в развитии топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Республики Узбекистан.

Электрическая энергия находит широкое применение во всех областях народного хозяйства и в быту. Этому способствуют такие ее свойства, как универсальность и простота использования, возможность производства в больших количествах промышленным способом и передачи на большие расстояния.

После достижения независимости в нашей республике были построены очень много совместных промышленных предприятий. Например, автомобильный завод ДЭУ, Бухарский нефтеперерабатывающий завод, текстильные предприятия и у нас в г. Джизаке на базе прежнего аккумуляторного завода совместно при Узэйксайд.. Появления таких высокотехнологических предприятий перед энергетиками ставит новые задачи, которые требует обеспечение бесперебойную и качественную электроснабжению.

До тысяча девятьсот девяносто первого года энергетика Узбекистана развивалась и функционировала как общенациональная монополия: находилась в полной собственности государства и управлялась им. Основу энергетики составила Единая электроэнергетическая система (ЕЭЭС). Высокая степень её интеграции, использования эффективных методов и средств диспетчерского и автоматического управления обеспечивали экономическую эффективность и высокий уровень надёжности ЕЭЭС.

С тысяча девятьсот девяносто первого года после распада начался интегральный процесс дезинтеграции. Был загружен отлаженный механизм управления электроэнергетикой как единым целым, что поставило под угрозу надёжность электроснабжения народного хозяйства всех регионов страны. Возникла необходимость в реформировании отрасли, в переходе её от централизованного планирования и управления к системе рыночных отношений

между производителями и потребителями. Изменились формы собственности – произошла акционирование и приватизация энергетической системы. Экономический кризис привёл к существенному снижению капиталовложений в энергетику. Снизились возможности энергомашиностроения и других смежных отраслей. Резко снизился ввод новых мощностей на всех типах электростанций.

Это оказывает непосредственное влияние как на системную надёжность энергоснабжения потребителей, поскольку при этом снижается уровень резервирования и продолжает эксплуатироваться изношенное электрооборудование.

За последние годы в Узбекистане ухудшилась возрастная структура электрооборудования электростанций и электрических сетей.

Темпы демонтажа устаревшего оборудования существенно снизились. Эксплуатация устаревшего оборудования приводит к росту аварийности, снижает надёжность энергообъектов и живучесть энергетических систем. Реконструкция и модернизация устаревшего оборудования сдерживается ограниченностью средств. Недостаточность объёмов ввода нового оборудования, отставания вывода из работы, реконструкции и модернизации устаревшего оборудования пока существенно не сказываются на надёжности электроснабжения из-за общего спада энергопотребления, вызванного экономическим кризисом, однако эти негативные факторы будут накапливаться и в полную меру проявятся через некоторое время возможным катастрофическим снижением надёжности энергоснабжения даже при благоприятных экономических и политических условиях.

Электроэнергетика Узбекистана является базовой отраслью народного хозяйства республики. Она обладает значительным производственным и научно-техническим потенциалом, оказывает весомое воздействие на развитие всего народно-хозяйственного комплекса. Узбекская энергосистема является составной частью объединённой энергосистемы Центральной Азии, в которую входят также энергосистемы Таджикистана, Киргизстана, юга Казахстана. В Узбекистане сконцентрировано около 50% генерирующих мощностей, объединённой

энергетической системы Центральной Азии, управление которой находится в Ташкенте. Узбекская энергосистема является основным звеном неразрывной цепи производства передачи электроэнергии в регионе. Географическое расположение, наличие развитых сетей позволяют успешно организовать и быть активным участником рынка электрической энергии и мощности. Энергосистема Узбекистана полностью обеспечивает потребность отраслей экономики и население республики в электроэнергии, а также осуществляет экспорт электроэнергии в другие государства. Общая сумма мощностей, установленная на электростанции компании "Узбекэнерго" превышает 11,2 млн.кВт.

В основу энергосистемы входят тепловые электростанции: Сырдарьинская ГРЭС (3000МВт), Ташкентская ГРЭС (1920МВт), Новоангренская ТЭС (2100МВт), Навоийская ТЭС (1250МВт) - 37 энергоблоков с единичной мощностью 150-300 МВт.

Введен в действие энергоблок 800 МВт на Талимарджанской ТЭС. Электросетевое хозяйство ГАО «Узбекэнерго» включает в себя около 250000 км линий электропередач и трансформаторных подстанций суммарной мощностью свыше 40 млн. кВА. Энергосистема ежегодно вырабатывает около 50 млрд. кВт·ч электрической энергии. Основную долю электроэнергии вырабатывают на ТЭС 90%, имеющие очень благоприятный с точки зрения экологии тепловой баланс. На этих электростанциях используют газ в качестве топливного сырья (88%), на мазуте (8%), на угле (4%).

Успешно реализуются программа развития и реконструкции генерирующих мощностей в энергетике Республики Узбекистан на период до 2012 года, где главное внимание уделено вопросам модернизации действующих энергообъектов. Повышение эффективности, использование топливно-энергетических ресурсов, внедрение новых технологий в энергопроизводство, снижение уровня экологического воздействия на окружающую среду.

Базируясь на богатом потенциале топливно-энергетических ресурсов, электроэнергетическая отрасль постоянно наращивает свой потенциал, систематически совершенствуясь в технологии энергопроизводства.

По Программе около половины потребности в финансовых ресурсах должны быть покрыты за счет иностранных инвестиций. В этом направлении Компания проводит целенаправленную работу.

В настоящее время фирма "Siemens" завершила реконструкцию двух энергоблоков на Сырдарьинской ТЭС, за счет предоставленного кредита Европейским банком реконструкции и развития. Выделен иеново-льготный кредит Правительством Японии для модернизации Ташкентской ТЭС. Иностранные инвестиции будут привлечены и для реализации проектов реконструкции Навоинской ТЭС, Мубарекской ТЭЦ, Ташкентской ТЭЦ, а также для модернизации систем передачи электроэнергии и реконструкции кабельных сетей г.Ташкента.

Гидроэнергетика в системе ГАК «Узбекэнерго» предоставлена, в основном, семью каскадами ГЭС, объединяющими, в общей сложности 27 гидроэлектростанций, а также Фархадской ГЭС. Общая установленная мощность всех ГЭС Узбекской энергосистемы в настоящее время составляет 142 МВт. В 1993 г. ими выработано 6331,2 млн.кВт.ч. электроэнергии.

Дальнейшее развитие гидроэнергетики Узбекистана будет осуществляться в основном по программе проектирования и строительства малых ГЭС в системе Минводхоза РУз. В качестве первоочередных объектов на период до 2010 г. предусматривалось сооружение ГЭС при Туполангском, Гиссаракском, Ахангаранском водохранилищах, суммарной установленной мощностью 240 МВт. В последующие периоды предполагается строительство ряда малых ГЭС суммарной установленной мощностью порядка 100-150 МВт каждое пятилетие.

В настоящее время институтом Ташгидропроект выполняются проектные разработки по сооружению до 2010 года Пскемского гидроузла с ГЭС

установленной мощностью 450 МВт, позволяющих обеспечить гарантированное водоснабжение народного хозяйства региона и вырабатывать электроэнергию в объеме 800-900 млн.кВт.ч. в год.

Теплоэнергетика, после 1960 г. быстрое наращивание мощностей происходило преимущественно за счет ввода крупных тепловых электростанций, главным образом, на природном газе.

К 1993 г., за счет ввода крупных генерирующих мощностей на тепловых электростанциях, установленная мощность энергосистемы достигла 31 тыс.МВт с возможностью выработки более 52 млрд.кВт.ч. электроэнергии в год.

В 1994-2000 гг. предусматривался ввод 7-го блока мощностью 300 МВт. на Ново-Ангренской ГРЭС и одного блока мощностью 800 МВт на Талимарджанской ГРЭС. В дальнейшем предусматривалось завершение строительства Ново-Ангренской ГРЭС установкой 8-го энергоблока мощностью 300 МВт и общая мощность ГРЭС станет 2400 МВт, развитие Талимарджанской ГРЭС блоками 225 МВт и Сырдарьинской ГРЭС блоками ПГУ-345 МВт. В настоящее время в энергосистеме работает крупнейшая в Средней Азии Сырдарьинская ГРЭС мощностью 3000 МВт.

Схемами теплоснабжения городов Ташкента и Ферганы обосновывается строительство в этих городах новых ТЭЦ мощностью, соответственно, 1000 и 230 МВт.

Изменение структуры генерирующих мощностей, использование вторичных ресурсов, сооружение ТЭЦ малой и средней мощности, Узбекистан располагает значительными ресурсами органического топлива, вовлечение которых в народно-хозяйственный оборот осуществлено в неполной мере. Особое место в топливном балансе республики уделяется природному газу, являющемуся на современном этапе для энергетики основным видом топлива. В основном на природном газе работают Ташкентская, Сырдарьинская, Навоинская, Тахиаташская ГРЭС, Мубарекская ТЭЦ и большинство крупных котельных в республики.

Развитие угольной промышленности в республике ориентировано на интенсивное вовлечение в разработку бурого угля Ангреновского месторождения. На базе Ангреновского угля построена Ангреновская ГРЭС и завершалось строительство Ново-Ангреновской ГРЭС.

Узбекская энергосистема полностью обеспечивает потребность народного хозяйства и населения республики в электроэнергии и, являясь избыточной по энергетическому балансу, имеет потенциальные возможности по экспорту электроэнергии. В настоящее время экспорт электроэнергии осуществляется в Афганистан.

Узбекская энергосистема является комплексной организацией, включающей в свой состав проектные, строительные-монтажные, наладочные, ремонтные и эксплуатационные организации, обеспечивающие перспективное развитие и надежное функционирование энергосистемы.

Узбекская энергосистема сегодня - это 37 тепловых и гидравлических электростанций с установленной мощностью более 11 млн.кВт с возможностью выработки свыше 52 млрд.кВт.ч. электроэнергии в год. Общая мощность трансформаторов составляет 41200 МВт.

В соответствии с решением Совета объединенной энергосистемы (ОЭС) республик Средней Азии, куда входят энергосистемы Кыргызстана, Таджикистана, Туркменистана, Узбекистана и Южного Казахстана, АО «Средаэнергосетьпроект» ведет разработку концепции развития ОЭС до 2010 г., в которой будет рассмотрена возможность экспорта электроэнергии в Иран, Пакистан, Китай.

Сегодня мировая энергетика развивается по пути усиления мероприятий по экономии энергетических ресурсов. Основными направлениями экономии энергетических ресурсов в электроэнергетике республики являются:

- техническое перевооружение энергоблоков ТЭС, повышение экономичности действующего оборудования с заменой отдельных деталей и узлов;

- реконструкция и модернизации действующих электростанций с внедрением новых высокоэффективных технологий энергетического производства на базе парогазовых и газотурбинных установок;

- повышение уровня автоматизации технологических процессов, снижение уровня технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку и распределение.

Последовательное проведение энергосберегающей политики, предусматривающее внедрение новейших технологий в энергетическое производство и рациональное использование имеющихся энергоресурсов, позволит снизить себестоимость производимой продукции (электроэнергии), увеличить прибыль отрасли, а также улучшить технико-экономические показатели работы энергосистемы.

Реформирование экономики и перестройка финансовой системы в Республике Узбекистан существенно затронули и электроэнергетику. В порядке реализации Указа Президента Республики Узбекистан с 2001 года осуществляется реформирование энергетики, совершенствование структуры управления многофункциональной отрасли. В настоящее время в энергетическом секторе акционированы 4 тепловых электростанции, в том числе самая крупная Сырдарьинская ТЭС, 9 региональных распределительно-сбытовых предприятий электрических сетей, 18 предприятий, выполняющие проектные, строительные, монтажные, ремонтные и прочие работы.

Поэтапная реструктуризация отрасли, акционирование энергетических предприятий создадут, благоприятную почву для развития конкурентной среды в сфере энергетики и будут способствовать полному удовлетворению потребности всех отраслей экономики и населения в качественной электрической и тепловой энергии.

2. История предприятия и его технологические процессы

«Насосная станция» города Марджанбулака относится к предприятию «Жиззахсувокова». Она находится Галяаралском районе в массиве Сарыбазар.

«Насосная станция» построены 80-е годы прошлого века и предназначена в основном для снабжения питьевой водой города Марджанбулака и золота извлекающую фабрику .

На насосной станции работает около пятнадцати человек. В их числе есть и сменные работники. Созданы все условия для работы и отдыха работников. Работает телефонная связь и внутренняя связь с «Жиззахсувокова». Имеется отдельные здания для питания и отдыха работников.

Вода выкачиваемая из скважины сперва поступает в приемную камеру и проходят через решетчатый пескоуловитель. После этого, вода поступает первичную распределительную чашу и потом поступают в первичные радиальные отстойники. «Насосная станция» - это предприятие государственного значения. Потому что, неполадки в его работе приводят к очень большим нехорошим последствиям в частности приводит к прерыванию водоснабжению города Марджанбулака и золота извлекающую фабрику .

Выбор рода тока и величины питающего напряжения.

Для силовых электрических сетей промышленных предприятий в основном применяется трёхфазный переменный ток. Постоянный ток рекомендуется использовать в тех случаях, когда он необходим по условиям технологического процесса (зарядка аккумуляторных батарей, питание гальванических ванн и магнитных столов), а также для плавного регулирования частоты вращения электродвигателей. Если необходимость применения постоянного тока не вызвана технико-экономическими расчётами, то для питания силового оборудования используется трёхфазный переменный ток.

При выборе напряжения следует учитывать мощность, количество и расположение электрических приёмников, возможность их совместного питания, а также технологические особенности производства.

При выборе напряжения для питания непосредственно электрических приёмников необходимо обратить внимание на следующие положения:

а) Номинальными напряжениями, применяемыми на промышленных предприятиях для распределения электрической энергии являются десять, шесть киловольт; шестьсот шестьдесят, триста восемьдесят, двести двадцать вольт.

б) применять на низшей ступени распределения электроэнергии напряжение выше одного киловольта рекомендуется только в случае, если установлено специальное электрооборудование, работающее при напряжении выше одного киловольта.

в) Если двигатели необходимой мощности изготавливаются на несколько напряжений, то вопрос выбора напряжения должен быть решён путём технико-экономического сравнения вариантов.

г) В случае, если применение напряжения выше одного киловольта не вызвано технической необходимостью, следует рассмотреть варианты использования напряжения триста восемьдесят и шестьсот шестьдесят вольт. Применение более низких напряжений для питания силовых потребителей экономически не оправдано.

д) При выборе одного из рекомендуемых напряжений необходимо исходить из условия возможности совместного питания силовых и осветительных электроприёмников от общих трансформаторов.

е) С применением напряжения шестьсот шестьдесят вольт снижаются потери электроэнергии и расход цветных металлов, увеличивается радиус действия цеховых подстанций, повышается единичная мощность применяемых трансформаторов и в результате сокращается количество подстанций, упрощается схема электроснабжения на высшей ступени распределения энергии. Недостатками напряжения шестьсот шестьдесят вольт являются невозможность совместного питания сети освещения силовых электрических приёмников от общих трансформаторов, а также отсутствие

электродвигателей небольшой мощности на это напряжение, так как в настоящее время такие электродвигатели нашей промышленностью не выпускаются.

ж) На предприятиях с преобладанием электрических приёмников малой мощности более выгодно использовать напряжение триста восемьдесят или двести двадцать вольт (если не доказана целесообразность применения иного напряжения).

з) Напряжение сетей постоянного тока определяется напряжением питаемых электрических приёмников, мощностью преобразовательных установок, удалённостью их от центра электрических нагрузок, а также условиями окружающей среды.

Следует выбрать напряжение триста восемьдесят вольт.

3. Расчет электрических нагрузок

Основными данными при проектировании системы электроснабжения современных промышленных предприятий являются электрические нагрузки. Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение расчетных электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбираем и проверяем электрооборудование системы электроснабжения. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудование.

При проектировании системы электроснабжения, потребители электроэнергии рассматривают в качестве нагрузок. Различают следующие виды нагрузок: активную мощность - P , реактивную мощность – Q , полную мощность – S и ток – J .

Режимы работы приёмников электроэнергии разнообразны и изменяются во времени. Для характеристики потребляемой мощности пользуются следующими понятиями:

1. Номинальная активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, указанная на заводской табличке или в паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.
2. Под номинальной реактивной мощностью приёмника электроэнергии понимают реактивную мощность, потребляемую им из сети или отдаваемую в сеть при номинальной активной мощности и номинальном напряжении.
3. Для характеристики переменной нагрузки приёмников электроэнергии за рассматриваемый интервал времени определяют средние нагрузки.
4. В определённые промежутки времени значения активной, реактивной, полной мощности или тока представляют собой наибольшее из соответствующих средних значений. Такие нагрузки называют максимальными. В зависимости от продолжительности различают два вида максимальных нагрузок:

Максимальные длительные нагрузки (продолжительностью 10,30,60 мин и т.д.);

Максимальные кратковременные нагрузки – пиковые, длительность которых составляет 1-2 с.

Вероятностная максимальная нагрузка за 30 мин принята за расчётную нагрузку по допустимому нагреву. Расчётная нагрузка по допустимому нагреву может быть активной, реактивной, полной или токовой.

При расчёте электрических нагрузок применяют различные коэффициенты графиков нагрузок, характеризующих режимы работы приёмников электроэнергии по мощности или времени:

1. Коэффициент использования активной мощности одного или группы приёмников;
2. Коэффициент формы графика нагрузки;
3. Коэффициент максимума;
4. Коэффициент спроса;
5. Коэффициент разновременности максимумов нагрузок по активной мощности.

В практике проектирования систем электроснабжения применяют разные методы определения электрических нагрузок, которые подразделяют на основные и вспомогательные.

В первую группу входят методы расчета по: установленной мощности и коэффициенту спроса, средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней, средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок, средней мощности и коэффициенту максимума.

Вторая группа включает в себя методы расчета по: удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период времени, удельной нагрузки на единицу производственной площади.

В настоящей выпускной работе для определения расчетных нагрузок воспользуемся методом установленных мощностей и коэффициента спроса. Для определения расчетных нагрузок, поэтому методу необходимо знать установленную

мощность $P_{\text{ном}}$ группы приемников и коэффициенты мощности $\cos \varphi$ и спроса $K_{\text{са}}$ данной группы, определяемые по справочным материалам.

Расчетную нагрузку группы однофазных, по режиму работы, приемников, то есть по каждому цеху определяем по следующим формулам. Расчетную активную мощность определяем по следующей формуле

$$P_p = K_c \times P_{\text{уст}} \quad (\text{кВт}),$$

где, K_c - коэффициент спроса одного оборудования и группы электрических приемников, получаемый из справочника.

$P_{\text{уст}}$ - установленная мощность оборудования или группы электрических потребителей.

Расчетная реактивная мощность определяется по следующей формуле

$$Q_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} \times \tan \varphi \quad (\text{квар})$$

Чтобы определить полную мощность цеха необходимо рассчитать нагрузку на освещение данного цеха

$$P_{\text{рас. осв.}} = P_{\text{уд}} \times F \times K_{\text{со}} \times 10^{-3} \quad (\text{кВт})$$

где, $P_{\text{уд}}$ - удельная мощность на освещения зависит от специфики цеха, получаемый из справочников ($\text{Вт}/\text{м}^2$)

F - площадь цеха (м^2)

$K_{\text{со}}$ - коэффициент спроса на освещение

После этого определяется полная мощность цеха

$$S_{\text{пол}} = \sqrt{\sum P_{\text{рас}}^2 + Q_{\text{рас}}^2}$$

где $Q_{\text{расч}}$ – расчетная реактивная мощность цеха (кварт)

Расчёт электрических нагрузок производим согласно вышеуказанным соображением и используем метод коэффициента спроса установленной мощности:

1. АБК

Параметры для расчета

$$P_{\text{уст}} = 25 \text{ кВт} \quad K_c = 0,6 \quad \cos \varphi = 0,75 \quad F = 224 \text{ м}^2$$

$$\text{tg } \varphi = 0,88 \quad K_{\text{осв}} = 0,95 \quad P_{\text{удос}} = 14,3 \text{ Вт/м}$$

Определим расчет активной мощности

$$P_{\text{рас}} = P_{\text{уст}} \times K_c = 25 \times 0,6 = 15 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} \times \text{tg } \varphi = 15 \times 0,88 = 13,2 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{рас осв}} = F \times K_{\text{со}} \times P_{\text{удов}} \times 10^{-3} = 224 \times 0,95 \times 14,3 \times 10^{-3} = 3 \text{ кВт}$$

$$\sum P_p + P_{\text{дма}} = 15 + 3 = 18 \text{ кВт}$$

$$S = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{(18)^2 + (13,2)^2} = \sqrt{324 + 174} = \sqrt{498} = 22 \text{ кВт}$$

2. Насосная станция

$$P_{\text{уст}} = 164 \text{ кВт} \quad K_c = 0,5 \quad \cos \varphi = 0,65 \quad F = 64 \text{ м}^2 \quad \text{tg } \varphi = 1,12$$

Определим расчет активной мощности

$$P_{\text{рас}} = P_{\text{уст}} \times K_c = 164 \times 0,5 = 82 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} \times \operatorname{tg} \varphi = 82 \times 1,12 = 92 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{рас осв}} = F \times K_{\text{со}} \times P_{\text{удов}} \times 10^{-3} = 64 \times 0,9 \times 9,2 \times 10^{-3} = 1 \text{ кВт}$$

$$\sum P_p + P_{\text{дма}} = 82 + 1 = 83 \text{ кВт}$$

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{(83)^2 + (92)^2} = \sqrt{6724 + 8464} = \sqrt{15188} = 123 \text{ кВт}$$

3. Ремонтная мастерская

$$P_{\text{уст}} = 28 \text{ кВт} \quad K_c = 0,4 \quad \operatorname{Cos} \varphi = 0,7 \quad F = 56 \text{ м}^2$$

$$\operatorname{tg} \varphi = 1,02 \quad K_{\text{осв}} = 0,95$$

Определим расчет активной мощности

$$P_{\text{рас}} = P_{\text{уст}} \times K_c = 28 \times 0,4 = 11 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} \times \operatorname{tg} \varphi = 11 \times 1,02 = 11,4 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{рас осв}} = F \times K_{\text{со}} \times P_{\text{удов}} \times 10^{-3} = 56 \times 0,95 \times 14,3 \times 10^{-3} = 0,8 \text{ кВт}$$

$$\sum P_p + P_{\text{дма}} = 11,2 + 0,8 = 12 \text{ кВт}$$

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{(12)^2 + (11,4)^2} = \sqrt{144 + 130} = \sqrt{274} = 16,5 \text{ кВт}$$

4. Артезанские колодцы

$$P_{\text{уст}} = 282 \text{ кВт} \quad K_c = 0,5 \quad \operatorname{Cos} \varphi = 0,7 \quad \operatorname{tg} \varphi = 1,02$$

Определим расчет активной мощности

$$P_{\text{рас}} = P_{\text{уст}} \times K_c = 282 \times 0,5 = 141 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} \times \text{tg } \varphi = 141 \times 1,02 = 144 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{рас осв}} = F \times K_{\text{со}} \times P_{\text{удов}} \times 10^{-3} = 110 \times 0,6 \times 14,3 \times 10^{-3} = 0,9 \text{ кВт}$$

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{(141)^2 + (144)^2} = \sqrt{19881 + 20736} = \sqrt{40617} = 201,5 \text{ кВт}$$

Полученные расчетные данные сводим в таблице 4-1

таблица 4-1

№	Наименование цехов	$P_{\text{уст}}$	K_c	$P_{\text{расч}}$	$Q_{\text{расч}}$	F	$P_{\text{удов}}$	$P_{\text{осв}}$	$K_{\text{осв}}$	$P_p + P_{\text{р.осв}}$	S	Cosφ
1	АБК	25	0,6	15	13,2	224	14,3	13,6	0,95	28,6	38	0,65
2	Насосная станция	164	0,5	82	92	64	14,3	1	0,95	83	123	0,65
3	Ремонтная мастерская	28	0,4	11	11,4	56	14,3	0,8	0,95	12	16,5	0,7
4	Артезианские колодцы	282	0,5	141	144	-	-	-	-	141	201,5	0,7

5. Построения картограммы нагрузок и определения центра электрических нагрузок

С целью определения места расположения ГПП, ГРП предприятия, а также цеховых ТП при проектировании строят картограмму электрических нагрузок. Картограмма представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия или в плане цеха окружности, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчетным нагрузкам. Целесообразно строить картограммы отдельно для активной и реактивной нагрузок, так как питание потребителей активной и реактивной мощности может осуществляться от разных источников.

При построении картограммы нагрузок отдельных цехов предприятия центры окружностей совмещают с центрами тяжести геометрических фигур, изображающих отдельные участки цехов с сосредоточенными нагрузками.

При построении системы электроснабжения предприятий необходимо учитывать следующие факторы: необходимая мощность, место расположения электрических нагрузок на генплане и т.д.

С помощью указанных электрических нагрузок на генплане можно определить центры электрических нагрузок. Определения центра электрических нагрузок промышленных предприятий играет основную роль при построения схемы электроснабжения.

Расположение под станцией как можно ближе к центру нагрузки считается выгодным и зависит от специфики производства.

Расположение подстанции ближе к центру нагрузки экономически выгодно и даёт возможность построить надежную систему электроснабжения, потому что уменьшается длина вторичных электрических сетей, уменьшается потеря и колебания электрической энергии и уменьшаются участки, на которых может случиться авария.

Вид и расположения подстанций выбирается с учетом центра электрических нагрузок и цеховых подстанций в следующем порядке:

1. Указывается на схематическом генплане предприятия картаграмма нагрузок, это в свою очередь показывает распределения электрических нагрузок по территории предприятия.

Полученная по масштабу площадь круга соответствует расчетной электрической нагрузке данного цеха.

Для определения площади круга воспользуемся следующей формулой:

$$P_i = \pi \times r^2 \times m$$

где, $\pi = 3,14$

r^2 - радиус круга (см)

m - масштаб

Радиус круга определяется по следующей формуле:

$$r = \sqrt{\frac{P}{\pi \times m}} \quad (\text{см})$$

Масштаб выбирается с учетом самой большой и самой маленькой нагрузки цехов.

2. Определяем центр электрических нагрузок.

Для определения центра электрических нагрузок цеха, принимаем что расположения электрических нагрузок по территории цеха одинаково. Тогда центром электрического нагрузки цеха является геометрический центр формы изображающего данного цеха.

Центр электрической нагрузки предприятия определяется по следующей формуле:

$$X_0 = \frac{\sum P_i x X_i}{\sum P_i} ; \quad Y_0 = \frac{\sum P_i x Y_i}{\sum P_i} ;$$

здесь, X_0, Y_0 – координаты определяемого центра нагрузки

$\sum P_i$ - общая нагрузка предприятия

X_i, Y_i – координаты центра нагрузок цехов

3. Определяется место расположения подстанций и распределяется нагрузки между ними.
4. Определяется вид и предварительные размеры подстанций. Сектор круга означавший нагрузки на освещения определяется по следующей формуле:

$$L_{\text{осв}} = \frac{P_{\text{осв}}}{P_{\text{расч}} + P_{\text{осв}}} \times 360^0$$

Все полученные результаты сводим в таблице 5-1

Теперь на каждый цех построим картограмма нагрузок.

Масштаб принимаем $m=3$

Руководствуясь вышеуказанным по каждому цеху определяем радиус круга соответствующей мощности данного цеха и сектор соответствующей мощности расходуемый на освещения.

Масштаб принимаем $m=3$ см

1. АБК

Определяем радиус круга соответствующей мощности данного цеха

$$r_1 = \sqrt{\frac{D_{\delta} + D_{\text{ма}}}{\dot{I} \delta m}} = \sqrt{\frac{28,6}{3,14 \delta 2}} = \sqrt{\frac{28,6}{6,3}} = \sqrt{4,5} = 2,1 \text{ м}$$

Сектор мощности, расходуемый на освещения

$$L_{\text{осв}} = \frac{P_{\text{р.осв}}}{P_{\text{р}} + P_{\text{осв}}} \times 360^0 = \frac{13,6}{28,6} \times 360^0 = 171^0$$

2. Насосная станция

Определяем радиус круга

$$r_2 = \sqrt{\frac{D_{\delta} + D_{\text{мá}}}{\dot{I} \delta m}} = \sqrt{\frac{92}{3,14 \delta 1}} = \sqrt{\frac{92}{3,14}} = \sqrt{29} = 5,4 \text{ м}$$

Сектор мощности, расходуемый на освещение

$$L_{\text{осв}} = \frac{P_{\text{р.осв}}}{P_{\text{р}} + P_{\text{осв}}} \times 360^0 = \frac{1}{82} \times 360^0 = 4,4^0$$

3. Ремонтная мастерская

Определяем радиус круга

$$r_3 = \sqrt{\frac{D_{\delta} + D_{\text{мá}}}{\dot{I} \delta m}} = \sqrt{\frac{12}{3,14 \delta 1}} = \sqrt{\frac{12}{3,14}} = \sqrt{3,8} = 1,9 \text{ м}$$

Сектор мощности, расходуемый на освещение

$$L_{\text{осв}} = \frac{P_{\text{р.осв}}}{P_{\text{р}} + P_{\text{осв}}} \times 360^0 = \frac{0,8}{12} \times 360^0 = 24^0$$

4. Артезанские колодцы №1 №2 №3 №4 №5 №6 №7

Определяем радиус круга

$$r_4 = \sqrt{\frac{D_{\delta} + D_{\text{мá}}}{\dot{I} \delta m}} = \sqrt{\frac{92}{3,14 \delta 1}} = \sqrt{\frac{92}{3,14}} = \sqrt{29} = 5,4 \text{ м}$$

Сектор мощности, расходуемый на освещение

$$L_{\text{осв}} = 0$$

5. Артезанские колодцы №8 №9

Определяем радиус круга

$$r_4 = \sqrt{\frac{D_{\delta} + D_{\bar{m}a}}{I_{\delta m}}} = \sqrt{\frac{26}{3,14 \cdot \delta_1}} = \sqrt{\frac{26}{3,14}} = \sqrt{8} = 2,83 \text{ м}$$

Сектор мощности, расходуемый на освещение

$$L_{\text{осв}} = 0$$

Теперь определяем центр электрической нагрузки предприятия.

Для этого определяем координаты каждого цеха относительно оси x и y в см.

- | | |
|-----------------------------|------------|
| 1. АБК | x = 8 см |
| | y = 0,5 см |
| 2. Насосная станция | x = 15 см |
| | y = 5 см |
| 3. Ремонтная мастерская | x = 6 см |
| | y = 0,5 см |
| 4. Глубинные насосы №1 №2 | x = 4 см |
| №3 №4 №5 №6 №7 | y = 5,5 см |
| 5. Глубинные насосы №8 №9 | x = 14 см |
| | y = 8,5 см |
| 6. Глубинные насосы №10 №11 | x = 14 см |
| | y = 2 см |

Теперь полученные данные сводим в таблицу №5-1

таблица 5-1

№	Наименование цехов	$P_p + P_{p.осв}$ кВт	r см	$L_{осв}$	X_i см	Y_i см	$P_i \times X_i$	$P_i \times Y_i$
1	АБК	28,6	2,1	171^0	8	0,5	299	14
2	Насосная станция	83	5	5^0	15	5	1245	415
3	Ремонтная мастерская	12	1,9	24^0	6	0,5	72	6
4	Глубинные насосы №1 №2 №3 №4 №5 №6 №7	92	5,4	0	4	5,5	368	552
5	Глубинные насосы №8 №9	26	3	0	14	8,5	364	221
6	Глубинные насосы №10 №11	26	3	0	14	2	364	52
Итого:							2712	1260

Тогда координаты центра электрической нагрузки

$$X_0 = \frac{\sum P_i X_i}{P_i} = \frac{2712}{264,6} = 10 \text{ см}$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_i \dot{O}_i}{P_i} = \frac{1260}{264,6} = 4,6 \text{ см}$$

Полученные координаты попадают на водоём, поэтому расположение центра электрической нагрузки меняется на близи насосной станции.

6.Компенсация реактивной мощности.

Одним из основных вопросов, решаемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий, является вопрос о компенсации реактивной мощности.

Передача значительного количества реактивной мощности из энергосистемы к потребителям нерационально по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительной потери напряжения в питающих сетях.

Компенсация реактивной мощности с одновременным улучшением качества электрической энергии непосредственно в сетях промышленных предприятий является одним из основных направлений сокращения потерь электрической энергии и повышения эффективности электрических установок предприятий.

Ввод источника реактивной мощности приводит к снижению потерь в период максимума нагрузки в среднем на 0,081 кВт/квар. В настоящее время степень компенсации в период максимума нагрузки составляет 0,25 квар/кВт, что значительно меньше экономически целесообразной компенсации, равной 0,6 квар/кВт. Поэтому решение этой проблемы даст большой экономический эффект. Следует отметить, что с точки зрения экономии электроэнергии и регулирования напряжения компенсацию реактивной мощности наиболее целесообразно осуществлять у её потребителей.

При выборе средств компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий необходимо различать по функциональным признакам две группы промышленных сетей в зависимости от состава их нагрузок:

1-я группа – сети общего назначения

2-я группа – сети со специфическими нелинейными, несимметричными и резкопеременными нагрузками.

Для реактивной мощности приняты такие понятия, как потребление, генерация, передачи и потери. Считают, что если ток отстает по фазе от напряжения

(индуктивный характер нагрузки), то реактивная мощность потребляется, а если ток опережает напряжение (емкостной характер), реактивная мощность генерируется. С точки зрения генерации и потребления между реактивной и активной мощностью существуют значительные различия. Если большую часть активной мощности потребляют приёмники и лишь незначительная теряется в элементах сети и электрооборудовании, то потери реактивной мощности в элементах сети могут быть соизмеримы с реактивной мощностью.

Производство значительного количества реактивной мощности генераторами электростанций во многих случаях экономически целесообразно по следующим основным причинам.

а) при передаче активной $P_{кВт}$, и реактивной $Q_{кВар}$, мощностей через элемент системы электроснабжения с сопротивлением R потери активной мощности составят

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2}{U^2} \cdot R + \frac{Q^2}{U^2} \cdot R = \Delta P_a + \Delta P_p$$

Дополнительные потери активной мощности ΔP_p , вызванные протеканием реактивной мощности Q по сети, пропорциональны её квадрату.

б) Возникают дополнительные потери напряжения. Например, при передаче мощностей $P_{кВт}$ и Q , $кВар$, через элемент системы электроснабжения с активным сопротивлением R и реактивным X потери напряжения составят

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = \frac{P \cdot R}{U} + \frac{Q \cdot X}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p$$

где $\Delta U_a, \Delta U_p$ – потери напряжения, обусловленные соответственно актив. и реакт. мощностью.

в) Загрузка реактивной мощностью систем промышленного электроснабжения и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечения проводов и кабельных линий, увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций и т.п.

Одним из основных вопросов, решаемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий, является вопрос о компенсации реактивной мощности. Передача значительного количества реактивной мощности из энергосистемы к потребителям нерациональна по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительные потери напряжения в питающих сетях. Компенсация реактивной мощности с одновременным улучшением качества электроэнергии непосредственно в сетях промышленных предприятий является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности электроустановок предприятий.

Компенсация реактивной мощности как средство снижения потерь электроэнергии.

Компенсация реактивной мощности у потребителей позволяет:

- 1) снизить ток в передающих элементах сети, что приводит к уменьшению сечения сетей:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + (Q_i - Q_k)^2}}{\sqrt{3}U}$$

Где Q_i -реактивная мощность до компенсации; Q_k – мощность компенсирующих средств;

- 2) уменьшить полную мощность $S = \sqrt{P^2 + (Q_i - Q_k)^2}$, что снижает мощность трансформаторов и уменьшает их количество;

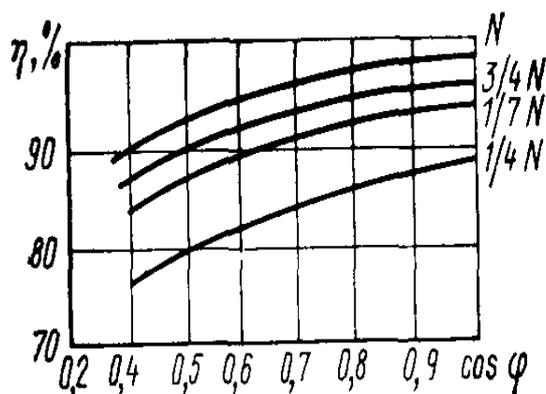
- 3) уменьшить потери активной мощности ΔP , а следовательно и мощности генераторов на электростанциях.

Прежде чем приступать к выбору средств компенсации реактивной мощности, следует провести мероприятия по снижению её потребления электроприёмниками.

К этим мероприятиям относятся следующие:

1.Повышение загрузки технологических агрегатов и их использования по времени, сопровождающееся повышением коэффициента загрузки электродвигателей и cosφ. Зависимость КПД η от угла сдвига по фазе между током возбуждения и напряжением и нагрузки N самого распространённого приёмника электроэнергии - асинхронного двигателя – представлена на рисунке 4.1. Современные асинхронные двигатели потребляют реактивный ток, составляющий около 20 - 40% от номинального тока. Поэтому чем сильнее загружен двигатель и чем больше рабочий ток, потребляемый им, тем выше коэффициент мощности.

2.Применение ограничителей холостого хода асинхронных электродвигателей и



сварочных агрегатов.

3.Замена, перестановка и отключение трансформаторов, загруженных в среднем менее 30% от их номинальной мощности.

Рис 4.1 Зависимость $\eta = f(\cos \varphi)$ асинхронного двигателя при разных нагрузках N.

4.Замена малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности. При этом следует сравнивать потребление реактивной мощности в асинхронном двигателе:

$$c_1 Q_{n1} + (1 - c_1) Q_{n1} K_{31}^2 < c_2 Q_{n2} + (1 - c_2) Q_{n2} K_{32}^2$$

$$b_1 \Delta P_{n1} + (1 - b_1) \Delta P_{n1} K_{31}^2 < b_2 \Delta P_{n2} + (1 - b_2) \Delta P_{n2} K_{32}^2$$

где $b_1 = \Delta P_{n0} / \Delta P_n$ - отношение потерь в стали асинхронного двигателя (ΔP_{n0}) к суммарным потерям (ΔP_n); индексы 1 и 2 относятся к двигателям разных мощностей.

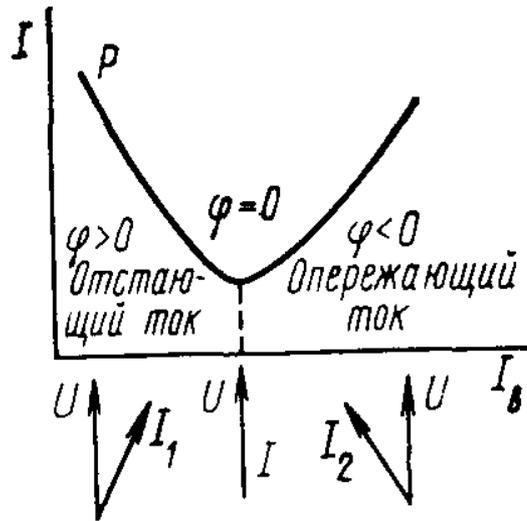
5. Замена асинхронных двигателей синхронными в новых установках электропривода там, где это приемлемо по технико-экономическим соображениям.

Необходимо отметить, что особенности конструктивного выполнения асинхронных двигателей влияют на потребление ими реактивной мощности. Закрытые и взрывозащищённые асинхронные двигатели имеют увеличенный по сравнению с обычным объём магнитной цепи и потребляют большую реактивную мощность, следовательно, их использование должно быть объективно обосновано. Тихоходные двигатели имеют большой объём магнитопровода, поэтому их применение должно по возможности ограничиваться.

Основное направление снижения реактивной мощности преобразователей – применение наиболее целесообразной силовой схемы самого преобразователя. Исследования в области преобразовательной техники позволили создать компенсационные преобразователи, принципиальное отличие которых от обычных состоит в том, что они могут не только потреблять, но и генерировать реактивную мощность. Такие преобразователи следует использовать в первую очередь.

Крупные сварочные машины снабжаются индивидуальной компенсацией, что позволяет повысить $\cos\phi$ до 1. Средствами индивидуальной компенсации реактивной мощности также комплектуются разрядные лампы.

Обеспечение предприятием заданного энергосистемой режима компенсации реактивной мощности невозможно без применения компенсирующих устройств. В качестве источников реактивной мощности применяются: синхронные двигатели,



компенсаторы в виде комплектных конденсаторных установок и фильтрокомпенсирующие устройства.

Синхронные двигатели при работе в режиме перевозбуждения являются источниками реактивной мощности и их надо использовать для компенсации реактивной мощности в первую очередь.

На рис.4.2 приведена U-образная кривая синхронного электродвигателя $I = f(I_B)$ из которой видно, что опережающий ток I можно получить при увеличении тока возбуждения I_B в синхронного двигателя.

Увеличение тока возбуждения и переход синхронного двигателя на работу с опережающим (емкостным) $tg \varphi$ вызывают увеличение мощности потерь в двигателе (возрастают потери в обмотках статора и ротора). Потери же на участках системы электроснабжения при этом уменьшаются. Таким образом, если снижение потерь активной мощности на участках энергосистемы и в сетях промышленного предприятия превысит увеличение потерь в синхронном двигателе, то его работа с опережающим $tg \varphi$ будет оправдана.

Комплектные конденсаторные установки — наиболее распространенные источники реактивной мощности, применяемые в промышленных электрических сетях до и выше 1 кВ. Они имеют преимущества перед прочими средствами компенсации реактивной мощности: малые потери активной мощности (0,0025—0,005 кВт/квар), просты в монтаже и эксплуатации, возможность установки в любом сухом помещении и в любом месте схемы электрической сети.

К основным недостаткам их можно отнести зависимость генерируемой мощности Q_{KB} конденсаторов от напряжения и частоты:

$$Q_{KB} = Q_{KBном} K_U^2 K_f$$

где K_U и K_f - отношения напряжений при отклонении напряжения и частоты сети от номинального значения к напряжению в номинальном режиме.

Батарея конденсаторов в комплектной конденсаторной установке разделена на секции и включение – отключение каждой из них производится контакторами.

Более совершенной является схема с тиристорными выключателями, позволяющая при соответствующем подключении тиристоров ограничить броски токов и с большим быстродействием включать и отключать секции комплектной конденсаторной установки и компенсировать резко изменяющуюся реактивную мощность.

Статические источники реактивной мощности представляют собой сочетание конденсаторных батарей с регулирующим звеном.

На рисунке 4.3 представлена схема управляемого статического компенсатора, выполненного на основе управляемого подмагничиванием реактора. Суммарная реактивная мощность его:

$$Q_{у.с.к.} = Q_{KB} - Q_P$$

Реактивная мощность реактора Q_p - является функцией тока подмагничивания I_y , компенсатор может либо генерировать реактивную мощность ($Q_{KB} > Q_p$), либо потреблять её ($Q_{KB} < Q_p$). Применение управляемых статических компенсаторов оправдано только в сетях с резкопеременной нагрузкой.

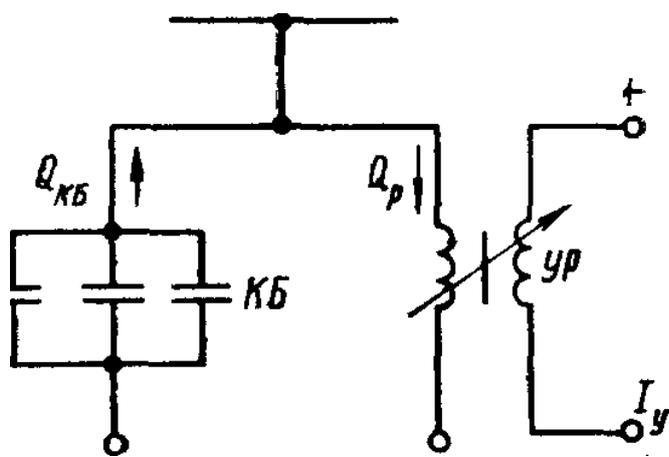


Рис 4.3 Однолинейная схема статического компенсатора на основе управляемого подмагничиванием реактора:

УР - управляемый реактор;

KB — конденсаторные батареи

Эта схема является наиболее распространённой.

После предварительного ориентировочного определения необходимой мощности и выбора типов компенсирующих устройств (КУ) возникает задача их оптимального расположения в системе электроснабжения промышленного предприятия. От места установки КУ зависят стоимость установки КУ и потери электрической энергии. Наименьшую стоимость имеют конденсаторные батареи на напряжение 6 – 10 кВ, но при их установке наибольшими будут потери активной мощности в элементах системы электроснабжения, находящихся вне зоны компенсации. При установке конденсаторов напряжением 0,38 – 0,66 кВ следует учитывать изменения загрузки

цеховых трансформаторов и напряжения на зажимах параллельно работающих приёмников.

Задача размещения КУ в системах электроснабжения является многофакторной. Оптимальному размещению КУ соответствует технически приемлемый вариант, обеспечивающий минимальные затраты. Наличие сложных разветвлённых систем с разнородной нагрузкой приводит к большому разнообразию расчётных вариантов.

В подобных условиях перспективным является использование средств цифровой вычислительной техники и создание на их основе универсальных программ расчёта по оптимальному размещению КУ в системах промышленного электроснабжения. Исходными данными при этом является: расчётные нагрузки приёмников до 1000 В, коэффициент реактивной мощности в часы максимальной нагрузки системы, стоимость потерь электроэнергии, технические данные цеховых трансформаторов и синхронных двигателей.

Для электроснабжения крупных промышленных объектов характерно наличие данных распределительных сетей без промежуточных трансформаций. В этих условиях для выбора места расположения КУ рекомендуется следующий алгоритм:

1. Определяется центр потребления реактивных нагрузок на территории предприятия. Для этого на генплан объекта наносится картограмма реактивных нагрузок.

2. После этого на основе технико – экономических расчётов определяется экономически целесообразная мощность КУ $Q_{к.у.эж}$.

Могут быть следующие варианты:

- а) на территории предприятия КУ отсутствуют вообще;
- б) на предприятии установлены КУ и их необходимо дополнить новыми.

В первом случае место установки должно находиться как можно ближе к центру потребления реактивных нагрузок. Во втором случае следует отыскать центр генерирования реактивной мощности для всех КУ, находящихся на предприятии. Далее методом последовательных приближений отыскиваются координаты

установки дополнительного КУ, так, чтобы новый центр генерирования реактивной мощности находился вблизи центра её потребления.

3. Производится поверочный расчёт уровней напряжения в часы максимума и минимума нагрузок.

Соблюдение допустимых отклонений напряжения ($\pm 5\%$) на зажимах приёмников является, как правило, основным ограничением при выборе мощности и места расположения КУ. Для выполнения этого условия, а также для снижения активных потерь, являющихся следствием неравномерности суточного графика реактивной мощности, целесообразно использовать регулируемые КУ.

Если средствами искусственной компенсации являются синхронный компенсатор или синхронные двигатели, то эта задача решается путём плавного регулирования возбуждения.

Регулирование реактивной мощности конденсаторов может вестись только ступенями путём деления батарей на части. Чем больше число таких частей, тем совершеннее регулирование, но тем больше капитальные затраты на установку переключателей и защитной аппаратуры.

Распределение средств компенсации реактивной мощности между сетями напряжением до и выше 1 кВ производится на основании технико – экономических. При расчётах рекомендуется учитывать следующие положения: – наибольшее снижение потерь мощности и электроэнергии достигается при размещении конденсаторных батарей в непосредственной близости от потребляющих реактивную мощность электроприёмников;

- передача реактивной мощности из сети напряжением 6 – 10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ экономически не выгодна, если это приводит к увеличению числа и мощности цеховых трансформаторов;
- использование комплектных конденсаторных установок на стороне 6 – 10 кВ цеховых трансформаторных подстанций и распределительных пунктах экономически нецелесообразно. Конденсаторные установки напряжением 6 – 10

кВ следует устанавливать на главных понизительных подстанциях и подстанциях глубокого ввода.

Суммарная реактивная нагрузка предприятия в часы максимума и минимума энергосистемы $Q_{\text{м1}}$ определяется с учётом коэффициента несовпадения $K_{\text{н1}}$:

$$Q_{\text{м1}} = K_{\text{н1}} \cdot Q_{\text{м}}$$

где $Q_{\text{м}}$ - фактическая реактивная мощность в часы максимума .

Необходимая суммарная мощность компенсирующих устройств в сети промышленного предприятия :

$$Q_{\text{к.у}} = Q_{\text{м1}} - Q_{\text{э1}}$$

где $Q_{\text{э1}}$ - выходная реактивная мощность, которую целесообразно передавать из сети энергосистемы в режиме её наибольшей активной нагрузки в сеть промышленного предприятия.

В настоящее время проблема компенсации реактивной мощности является актуальной, что объясняется рядом причин, главные из которых – дефицитность и низкое качество средств компенсации реактивной мощности.

Загрузка сетей и других элементов системы электроснабжения реактивной мощностью минимальна при установке источников реактивной мощности непосредственно у потребителей. Индивидуальная компенсация реактивной мощности с точки зрения сокращения потерь электроэнергии является наилучшей. Она принята для компенсации реактивной мощности потребляемой осветительными установками с разрядными источниками света, в компенсированных асинхронных электродвигателях и некоторых других потребителях. Однако вследствие повышенных капиталовложений технически рациональный вариант такой компенсации для большинства случаев оказывается неэкономичным, тем более что

при индивидуальной компенсации реактивной мощности и отключении потребителя электроэнергии отключается и компенсирующее устройство. Кроме того, применение индивидуальной компенсации реактивной мощности у потребителей с переменным графиком нагрузки требует установки устройств, регулирующих вырабатываемую реактивную мощность в соответствии с режимом её потребления, что приводит к ещё большему возрастанию затрат.

Из этого следует, что принципиальное улучшение положения с компенсацией реактивной мощности возможно при условии выпуска электротехнического оборудования в комплекте с компенсирующим устройством, что практически позволит исключить циркуляцию реактивной мощности в системе и решит проблему её компенсации.

В настоящее время асинхронные двигатели в диапазоне номинальных мощностей 0,6 - 200 кВт потребляют около 30% вырабатываемой электроэнергии и являются основными реактивными нагрузками промышленных предприятий. Поэтому вопросы компенсации реактивной мощности и экономии электроэнергии в значительной степени зависят от энергетических показателей асинхронных двигателей, широко распространённых во всех отраслях народного хозяйства.

Уменьшение реактивной мощности, потребляемой асинхронными двигателями, может быть достигнуто двумя способами: путём индивидуальной компенсации реактивной мощности на выводах двигателей и путём создания новых или модернизации существующих серий двигателей с целью улучшения их энергетических характеристик и технико – экономических показателей. Первый способ является наиболее эффективным с точки зрения разгрузки элементов питающей сети от реактивной мощности, но не всегда экономически оправданным из – за высокой стоимости средств компенсации. Второй способ является более перспективным, так как основан на разработке более совершенных конструкций асинхронных двигателей.

Одним из способов уменьшения потребления реактивной мощности асинхронных двигателей с фазным ротором является их синхронизация, поскольку многие приводы значительную часть времени работают с постоянной скоростью. Синхронизацию целесообразно осуществлять в асинхронных электроприводах, содержащих преобразовательные установки.

Компенсация реактивной мощности является неотъемлемой частью задачи энергосбережения. Она может осуществляться специальными компенсирующими устройствами и путем использования синхронных двигателей. Выбор способа компенсации реактивной мощности определяется предъявляемыми к ней требованиями.

Основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели (60-65% от общего потребления реактивной мощности), трансформаторы (20-25%), воздушные линии (ВЛ), реакторы, преобразователи и др. (около 10%).

Реактивная нагрузка может составлять до 130% по отношению к активной.

Передавать реактивную мощность по линиям невыгодно по следующим причинам:

1. Возникают дополнительные потери активной мощности и энергии в электроснабжении

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_A + \Delta P_P$$

2. Возникают дополнительные потери напряжения

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_A + \Delta U_P$$

3. Загрузка линий и трансформаторов реактивной мощностью уменьшает их пропускную способность.

Поэтому технически и экономически выгодно приближать источники реактивной мощности к местам её потребления. Согласно ПУЭ нормативный $\text{tg}\varphi=0,29\div 0,40$ или $\text{cos}\varphi=0,92\div 0,98$ (в среднем принимают $\text{tg}\varphi=0,33$). Это можно получить путем компенсации реактивной мощности естественным путем (за счет

улучшения режима работы приемников, применение двигателей новых конструкций, устранение недогрузок двигателей и трансформаторов и т. д.) и за счет установки специальных компенсирующих устройств (искусственные способы повышения $\cos\varphi$), синхронных компенсаторов, статических конденсаторных батарей, и т. д. Наиболее целесообразным является установка и размещение компенсирующих устройств при минимальных затратах.

Текущее значение коэффициента мощности $\cos\varphi$. Величина $\cos\varphi$ может быть определена непосредственно по показаниям фазометра или вычислена по показаниям ваттметра и амперметра по формуле (среднее значение для трехфазной системы)

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3}UI}$$

текущее значение $\cos\varphi$ характеризует угол сдвига по фазе между током и напряжением данной установки в каждый момент времени.

Например, несмотря на высокий средневзвешенный коэффициент мощности, в установке могут иметь место повышенные потери активной мощности и значительные отклонения напряжения от номинального значения за счет колебаний потребления реактивной мощности во времени.

Средневзвешенное значение коэффициента мощности $\cos\varphi_{\text{СВ}}$. величина $\cos\varphi_{\text{СВ}}$ дает усредненные значения коэффициента мощности установки за какой-либо период времени. По величине $\varphi_{\text{СВ}}$ невозможно судить о фактических изменениях текущей величины $\cos\varphi$. Величина $\cos\varphi_{\text{СВ}}$ определяется по формуле:

где: Q - показания счетчика реактивной энергии за время $t=t_1-t_2$,
кВАр*ч

A - количество активной энергии, потребляемой приемниками за время t (определенное по показаниям счетчика активной энергии), кВт*ч

Естественный коэффициент мощности. За величину естественного коэффициента мощности $\cos\varphi_{\text{ЕСТ}}$ принимают значение его без учета работы специальных

компенсирующих устройств (синхр. компенсаторы, конденсаторы). Естественный коэффициент мощности может характеризоваться как текущим, так и средневзвешенным его значением.

Общий коэффициент мощности. За величину общего коэффициента мощности $\cos\varphi_{об}$ принимают его значение с учетом работы компенсирующих устройств. Также как и естественный коэффициент мощности, $\cos\varphi_{об}$ может характеризоваться текущим или средневзвешенным значением.

Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях.

Указания охватывают задачи компенсации реактивной мощности в распределительных сетях распространяются на всех потребителей электроэнергии и являются обязательными как для энергоснабжаемых организаций, так и для организаций, проектирующих электроустановки, независимо от их ведомственной принадлежности.

Выбор типа, мощности, места установки и режима работы компенсирующих устройств должен обеспечивать наибольшую экономичность при соблюдении всех технических ограничений.

При проектировании компенсирующие устройства выбираются одновременно со всеми элементами питающих и распределительных сетей, причем последние выбираются на сниженные токи с учетом компенсации реактивной мощности.

Выполнение технических требований должно обеспечивать:

- а. Допустимый режим напряжения в питающей и распределительных сетях;
- б. Допустимые токовые нагрузки в элементах сетей;
- в. Режим работы источников реактивной мощности в допустимых пределах;
- г. Необходимый резерв реактивной мощности в узлах сети;
- д. Статическую и динамическую устойчивость работы сетей приемников электроэнергии.

Источники реактивной мощности могут быть трех типов:

1. Воздушные и кабельные линии электросетей.
2. Генераторы электростанций и синхронные двигатели.

3. Дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства – синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов поперечного включения, вентильные установки со специальным регулированием и др.

Мероприятия, проводимые по компенсации реактивной мощности, могут быть разделены на связанные со снижением потребления реактивной мощности приёмниками электроэнергии и требующие установки КУ в соответствующих точках системы электроснабжения.

Теперь руководствуясь вышесказанным производим расчеты по компенсации реактивной мощности и по расчетам принимаем из справочников тип и мощности компенсирующей установки.

Так как, по всему предприятию одна трансформаторная подстанция, выбранные компенсирующие установки устанавливаются на этой подстанции.

Определяем расчетную значению коэффициент мощности предприятия.

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sum Q_p}{\sum P_p} = \frac{261}{264,6} = 0,98 \text{ квар}$$

Теперь определяем мощность компенсирующей установки по следующей формуле

$$Q_k = P_p (\operatorname{tg} \varphi_p - \operatorname{tg} \varphi_b) = 264,6 (0,98 - 0,33) = 172 \text{ квар}$$

где $\operatorname{tg} \varphi_b = 0,33$ это значения $\operatorname{tg} \varphi$ соответствующий номинальному значению коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,95$

Из расчета видно что, мощность компенсирующей установки должен быть равной 281,96 квар.

Из таблицы выбираем два штука конденсаторных батарей первый тип УКЛ (П) – 150 – 0,38 и другой тип УКЛЛ (П) – 150 – 0,38.

Теперь определяем значение реактивной мощности после компенсации реактивной мощности, то есть после установки компенсирующих устройств.

$$Q_{\text{кy}} = 150 + 25 = 175 \text{ квар}$$

тогда $Q_{\text{пк}} = Q_{\text{p}} - Q_{\text{кy}} = 261 - 175 = 86 \text{ квар}$

Значит значения реактивной мощности после компенсации равно

$$Q_{\text{пк}} = 86 \text{ (квар)}$$

тогда

$$\text{tg } \varphi_{\text{p}} = \frac{Q_{\text{ie}}}{\sum P_{\text{p}}} = \frac{86}{264,6} = 0,33$$

Таким образом, после компенсации реактивной мощности, значению коэффициента мощности повысим до номинального.

Теперь определяем полную мощность предприятия после компенсации реактивной мощности.

$$S_{\text{пк}} = \sqrt{\sum P_{\text{p}}^2 + Q_{\text{ie}}^2} = \sqrt{(264,6)^2 + (86)^2} = \sqrt{70013 + 7396} = \sqrt{77409} = 278 \text{ êâà}$$

7.Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов и экономическое обоснование.

Трансформатором называется статическое электромагнитное устройство,имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока. Различают двухобмоточные трансформаторы, имеющие две гальванически не связанные обмотки, и трёх- и многообмоточные трансформаторы, имеющие три и более гальванически не связанных обмоток. Передача энергии из первичной цепи трансформатора во вторичную происходит посредством магнитного поля.

Автотрансформатором называется трансформатор, две или более обмоток которого гальванически связаны так, что они имеют общую часть. Обмотки автотрансформатора связаны электрически и магнитно, и передача энергии из первичной цепи во вторичную происходит как посредством магнитного поля, так и электрическим путём.

Трансформатор называется силовым, если он применяется для преобразования электрической энергии в электрических сетях и в установках, предназначенных для приёма и использования электрической энергии.

Основными частями трансформатора являются магнитная система (магнитопровод), обмотки и система охлаждения.

Магнитная система трансформатора представляет собой комплект пластин или других элементов электротехнической стали или иного ферромагнитного материала,собранных в определенной геометрической форме, предназначенный для локализации в нем основного магнитного поля трансформатора. Основным элементом обмотки является виток, т. е. деталь из электрического проводника, или ряд параллельно соединённых таких деталей, однократно охватывающий часть магнитной системы трансформатора, электрический ток которой совместно с

токами других частей трансформатора создаёт магнитное поле трансформатора и в которой под действием этого магнитного поля наводится электродвижущая сила.

Основными называют обмотки трансформатора, к которым подводится энергия преобразуемого или от которых отводится энергия преобразованного переменного тока.

В масляных трансформаторах в систему охлаждения входят бак трансформатора, заливаемый маслом, а для мощных трансформаторов – также и охладители, вентиляторы, масляные насосы, теплообменники и т. д.

Из предыдущего раздела известно что, полная мощность предприятия

$$S_{\text{п}} = 278 \text{ кВА}$$

Поэтому значению мощности выбираем трансформатор.

Выборку трансформатора производим сравнивая два варианта.

Мощность выбираемого трансформатора определяем по следующим формулам

$$\frac{2 - S_{\text{од}}}{1,4} \geq 278 \text{ КВ}$$

или $1,43 \times S_{\text{тр}} \geq 278 \text{ кВА}$

$$\text{или } S_{\text{тр}} = \frac{278}{1,43} = 194 \text{ кВА}$$

Значит мощность выбираемого трансформатора должна быть равна 194 кВА.

1. Вариант. По первому варианту, выбираем два трансформатора марки ТМ-250/10.

Показатели трансформатора

$$\leq P_{\text{xx}} = 1,05$$

$$\leq P_{\text{кз}} = 4$$

$$U_{\text{xx}\%} = 2,8$$

$$I_{\text{кз}\%} = 4,6$$

2. Вариант. По второму варианту выбираем один трансформатор марки ТМ – 400/10.

Показатели трансформатора

$$\angle P_{xx} = 0,95$$

$$\angle P_{кз} = 5,7$$

$$U_{xx\%} = 2,6$$

$$I_{кз\%} = 4,5$$

Рассмотрим по каждому варианту загруженности трансформаторов

$$1 \text{ вариант } \hat{E}_{\epsilon^1} = \frac{S_i}{nS_{\partial\partial}} = \frac{278}{2 \cdot 250} = \frac{278}{500} = 0,55$$

$$2 \text{ вариант } \hat{E}_{\epsilon^2} = \frac{S_i}{nS_{\partial\partial}} = \frac{278}{2 \cdot 160} = \frac{278}{320} = 0,86$$

Теперь рассматриваем режим работы трансформаторов, при котором в работе остается один трансформатор, то есть аварийный режим работы.

При аварийных режимах работы разрешается перегружать трансформатор до 40% в течении шести часов в сутки

$$1 \text{ Вариант } 1,4 \times S_{\text{тр}} = 1,4 \times 250 = 350 \text{ кВА}$$

$$2 \text{ Вариант } 1,4 \times S_{\text{тр}} = 1,4 \times 160 = 224 \text{ кВА}$$

Теперь рассчитываем годовые потери эл. энергии по обеим вариантам

1. Вариант

$$\angle P_T^1 = \angle P_{xx}^1 + K_3^2 \times \angle P_{кз}^1$$

$$\text{где } \angle P_{xx}^1 = \angle P_{xx} + K_{ин} \times \angle Q_{xx}$$

$$\angle Q_{xx} = Sx \frac{I_{xx}}{100} = 250 \frac{2,8}{100} = 7$$

$$\text{тогда } \angle P_{xx}^1 = 1,05 + 0,07 \times 7 = 1,54$$

тогда рассчитываем $\Delta P_{кз}^1 = \Delta P_{кз} + K_{ин} x \Delta Q_{кз} = 4 + 0,07 \times 11,5 = 4,8$

где $\Delta Q_{\hat{e}c} = S_{\hat{i}o} \tilde{\sigma} \frac{I \hat{e} \tilde{a}}{100} = 250 \frac{4,6}{100} = 11,5$

Общая потеря трансформатора

$$\Delta D_o^1 = 1,54 + (0,55)^2 \tilde{\sigma} 4,8 = 3$$

Годавая потеря

2. Вариант

$$\Delta P_T^1 = \Delta P_{xx}^1 + K_3^2 x \Delta P_{кз}^1$$

где $\Delta P_{xx}^1 = \Delta P_{xx} + K_{ин} x \Delta Q_{xx} = 0,5 + 0,07 \times 3,8 = 0,8$

определяем $\Delta Q_{\hat{o}\hat{o}} = S \tilde{\sigma} \frac{I \hat{o}\hat{o}}{100} = 160 \frac{2,4}{100} = 3,8$

теперь определяем $\Delta D_{\hat{e}c}^1 = \Delta D_{\hat{e}c} + \hat{E}_{\hat{e}i} \tilde{\sigma} \Delta Q_{\hat{e}c} = 2,8 + 0,12 \tilde{\sigma} 3,8 = 3,2$

где $\Delta Q_{\hat{e}c} = S_{\hat{i}o} \tilde{\sigma} \frac{I \hat{e} \tilde{a}}{100} = 160 \frac{4,6}{100} = 7,3$

Общая потеря трансформатора

$$\Delta D_o^1 = 0,8 + (0,86)^2 \tilde{\sigma} 3,6 = 3,4 \hat{e} \hat{a} \hat{o} / \hat{e} \hat{a} \hat{n}$$

Для предприятия выбираем два трансформатора ТМ-160/10.

8. Выбор схемы электрического снабжения и выбор кабелей.

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать такие требования, как характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Для предприятий малой и средней мощности применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии.

Магистрально глубокие вводы применяют при нормальном и мало загрязненной окружающей среде. Радиально глубокие вводы применяют при загрязненной окружающей среде.

Силовые кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии. Кабели выпускаются с медными алюминиевыми токопроводящими жилами с изоляцией из бумажных лент, пропитанных маслом или специальными составами, а также с изоляцией из поливинилхлоридного пластика, полиэтилена, резины. Диапазон переменных напряжений силовых кабелей – от 660 В до 500 кВ. Кабели имеют свинцовые, алюминиевые или пластмассовые оболочки.

Учитывая разбросанность потребителей по территории предприятия, систему электроснабжения принимаем по радиально-магистральной схеме.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$J_p = \frac{S_{\text{оди}}}{2\sqrt{3}U_i}$$

Максимальный ток определяется по формуле:

$$J_{\text{max}} = \frac{S_{\text{оди}}}{\sqrt{3}U_i}$$

Марки и сечение кабельных линий электропередач выбираем из 7 раздела по выполнению следующих условий.

$$J_g \geq \frac{I_{\max}}{1,25 \cdot \delta \hat{E}_{\text{нл}}}$$

где J_{\max} – максимальный ток каждого цеха (А)

J_g – длительно, допустимый ток кабеля

$K_{\text{сн}}$ – коэффициент, учитывающий условия прокладки кабеля

1. от ТП до ШР – 1

Полная мощность ШР1

$$S_{\text{шр1}} = S_{\text{шр1}} + S_{\text{шр2}} + S_{\text{шр3}}$$

Каждая из этих распределительных пунктов питает двух глубинных колодцев. Если учитывать что половина этих насосов в резерве то

$$S_{\text{шр1}} = S_{\text{шр1}} + S_{\text{шр2}} + S_{\text{шр3}} = 20 + 20 + 20 = 60 \text{ кВА}$$

Определяем расчетный ток

$$J_p = \frac{S_{\text{од 1}}}{2 \sqrt{3} U_i} = \frac{60}{2 \cdot 0,73 \cdot 0,4} = \frac{60}{1,4} = 43 \text{ А}$$

По экономическим плотности тока определяем площадь сечения кабеля

$$a = \frac{J_p}{j_{\text{э}}} = \frac{43}{1,6} = 27 \text{ мм}^2$$

$$T_{\max} = 7800 \text{ соат } j_{\text{эк}} = 1,6$$

Из табл выбираем кабел марки ААШ(6)-4x35

Потеря напряжения в кабеле

$$\Delta \hat{E} = \sqrt{3} \cdot J_{\max} \cdot l (r_{\text{оа}} \cos \varphi + X_{\text{оа}} \sin \varphi) = 1,73 \cdot 43 \cdot 0,065 (0,89 \cdot 0,75 + 0,06 \cdot 0,66) = 4,8(0,66 + 0,04) = 3,3 \hat{a}$$

2. от ШР1 до ШР – 2

Полная мощность ШР2

$$S_{\text{шр2}}=20 \text{ кВА}$$

$$J_p = \frac{S_{\text{од 1}}}{2\sqrt{3}U_i} = \frac{20}{2 \cdot 0,73 \cdot 0,4} = \frac{20}{1,4} = 14 \text{ А}$$

По экономическим плотности тока определяем площадь сечения кабеля

$$a = \frac{J_p}{j_{\text{э}}} = \frac{14}{1,6} = 9 \text{ мм}^2$$

$$T_{\text{max}}=7800 \text{ соат } j_{\text{эк}}=1,6$$

Из табл выбираем кабел марки ААШ(6)-4x10

Потеря напряжения в кабеле

$$\Delta E = \sqrt{3} \cdot J_{\text{max}} \cdot l (r_{\text{аа}} \cos \varphi + X_{\text{аа}} \sin \varphi) = 1,73 \cdot 14 \cdot 0,025 (3,1 \cdot 0,65 + 0,073 \cdot 0,76) = 0,6(2 + 0,5) = 1,2 \text{ В}$$

На ШР3 тоже выбираем кабел марки ААБ-4x10 потому что мощность распределительных пунктов ШР2 и ШР3 одинаковы.

3. от ТП до ШР – 4

Полная мощность ШР1

$$S_{\text{шр4}} = S_{\text{шр4}} + S_{\text{шр5}} = 31 + 16,5 = 47,5 \text{ кВА}$$

Определяем расчетный ток

$$J_p = \frac{S_{\text{од 1}}}{2\sqrt{3}U_i} = \frac{47,5}{2 \cdot 0,73 \cdot 0,4} = \frac{47,5}{1,4} = 34 \text{ А}$$

По экономическим плотности тока определяем площадь сечения кабеля

$$a = \frac{J_p}{j_{\text{э}}} = \frac{34}{1,6} = 21 \text{ мм}^2$$

$$T_{\text{max}}=7800 \text{ соат } j_{\text{эк}}=1,6$$

Из табл выбираем кабел марки ААШ(6)-4x35

Потеря напряжения в кабеле

$$\Delta E = \sqrt{3} \cdot J_{\text{max}} \cdot l (r_{\text{аа}} \cos \varphi + X_{\text{аа}} \sin \varphi) = 1,73 \cdot 34 \cdot 0,05 (1,24 \cdot 0,75 + 0,06 \cdot 0,66) = 2,9(0,86 + 0,04) = 2,6 \text{ В}$$

4. от ШР4 до ШР – 5

Полная мощность ШР5

$$S_{\text{шр5}}=16.5 \text{ кВА}$$

Определяем расчетный ток

$$J_p = \frac{S_{\text{од } 1}}{2\sqrt{3}U_i} = \frac{16,5}{2 \cdot 0,73 \cdot 0,4} = \frac{16,5}{1,4} = 12 \text{ А}$$

По экономическим плотности тока определяем площадь сечения кабеля

$$a = \frac{J_p}{j_{\text{э}}} = \frac{12}{1,6} = 7,5 \text{ мм}^2$$

$$T_{\text{max}}=7800 \text{ соат } j_{\text{эк}}=1,6$$

Из табл выбираем кабел марки ААШ(6)-4х10

Потеря напряжения в кабеле

$$\begin{aligned} \Delta E &= \sqrt{3} \cdot J_{\text{max}} \cdot l (r_{\text{аа}} \cos \varphi + X_{\text{аа}} \sin \varphi) = 1,73 \cdot 12 \cdot 0,012 (3,1 \cdot 0,75 + 0,073 \cdot 0,66) = 0,25 (2,17 + 0,78) \\ &= 0,75 \text{ В} \end{aligned}$$

5. от ТП до ШР – 1

Полная мощность ШР1

$$S_{\text{шр6}}= S_{\text{шр6}} + S_{\text{шр7}}=123+20=143 \text{ кВА}$$

Определяем расчетный ток

$$J_p = \frac{S_{\text{од } 1}}{2\sqrt{3}U_i} = \frac{143}{2 \cdot 0,73 \cdot 0,4} = \frac{143}{1,4} = 102 \text{ А}$$

По экономическим плотности тока определяем площадь сечения кабеля

$$a = \frac{J_p}{j_{\text{э}}} = \frac{103,2}{1,6} = 64 \text{ мм}^2$$

$$T_{\text{max}}=7800 \text{ соат } j_{\text{эк}}=1,6$$

Из табл выбираем кабел марки ААШ(6)-4х70

Потеря напряжения в кабеле

$$\Delta \dot{E} = \sqrt{3} \cdot J_{\max} \cdot l (r_{\dot{a}\dot{a}} \cos \varphi + X_{\dot{a}\dot{a}} \sin \varphi) = 1,73 \cdot 102 \cdot 0,013 (0,44 \cdot 0,7 + 0,06 \cdot 0,71) = 2,3(0,3 + 0,04) = 0,8\dot{a}$$

б. от ШР6 до ШР – 7

Полная мощность ШР7

$$S_{\text{ШР7}} = 20 \text{ кВА}$$

Определяем расчетный ток

$$J_p = \frac{S_{\text{од 1}}}{2 \sqrt{3} U_i} = \frac{20}{2 \cdot 1,73 \cdot 0,4} = \frac{20}{1,4} = 14 \text{ А}$$

По экономическим плотности тока определяем площадь сечения кабеля

$$\dot{a} = \frac{J_p}{j_{\text{э}}} = \frac{14}{1,6} = 9 \text{ мм}^2$$

$$T_{\max} = 7800 \text{ соат } j_{\text{эк}} = 1,6$$

Из табл выбираем кабел марки ААШ(6)-4x10

Потеря напряжения в кабеле

$$\Delta \dot{E} = \sqrt{3} \cdot J_{\max} \cdot l (r_{\dot{a}\dot{a}} \cos \varphi + X_{\dot{a}\dot{a}} \sin \varphi) = 1,73 \cdot 14 \cdot 0,035 (0,7 \cdot 0,75 + 0,073 \cdot 0,71) = 0,84 (2,2 + 0,5) = 2,3\dot{a}$$

9. Расчет токов КЗ.

Расчет токов короткого замыкания (т.к.з.) выполняется для определения величин т.к.з., необходимых для расчета токов срабатывания и проверки чувствительности защит, причем в первом случае необходимы максимальные, а во втором - минимальные значения токов, протекающих через защищаемый элемент.

Расчет т.к.з. начинается с определения расчетных точек к.з. и режимов работы сети, при которых необходимо определять значения т.к.з.

В большинстве случаев расчетные точки к.з. принимаются на шинах всех подстанций.

Расчетные режимы намечаются, исходя из необходимости определения максимальных и минимальных значений токов к.з., протекающих через защищаемый элемент, и поэтому не всегда совпадают с максимальными и минимальными режимами работы сети. Так, например, если в схеме имеется участок с двумя (или более) параллельными элементами (линии, трансформаторы и др.), то максимальным режимом будет считаться режим их параллельной работы, а с точки зрения протекания максимального тока через каждый защищаемый элемент - работа только одного элемента, при определении расчетных режимов необходимо также учитывать работу АВР.

Задачей расчета является определение периодической составляющей т.к.з. для начального момента возникновения к.з. (для $t = 0$) при трехполюсном металлическом коротком замыкании.

Расчет может производиться либо в относительных, либо в именованных единицах в соответствии с методикой, излагаемой в курсе "Электромагнитные переходные процессы".

Величина тока при двухполюсном к.з. определяется умножением соответствующего значения тока при трехполюсном к.з. на коэффициент, равный $\frac{\sqrt{3}}{2}$.

Для расчета токов КЗ составляем схему. Определяем значение тока КЗ для точки К₁. Для этого с начала определяем сопротивление трансформатора. Активная сопротивления трансформатора

$$r_{\dot{\omega}\dot{\omega}} = \frac{\angle D_i}{S_{\dot{\omega}\dot{\omega}}} \delta \frac{U_i^2}{S_{\dot{\omega}\dot{\omega}}} = \frac{5,7}{160} \delta \frac{(0,4)^2}{160} = 8,7 \text{ } \dot{\omega}\dot{\omega}$$

Реактивная сопротивления трансформатора

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{\left(\frac{\dot{\omega}\dot{\omega}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\angle D_e}{S_{\text{ynh}}}\right)^2} - \frac{U_i^2}{S_{\dot{\omega}\dot{\omega}}} \delta 10^6 = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{5,7}{160}\right)^2} \delta \frac{(0,4)^2}{160} \delta 10^6 = 18 \text{ } \dot{\omega}\dot{\omega}$$

Теперь, для всех коммуникационных аппаратур до точки К₁, дополнительно добавляем 15 мом активного сопротивления. Тогда, сумма активных сопротивлений до точки К₁

$$r_{\dot{\epsilon}1} = r_{\dot{\omega}\dot{\omega}} + r_g = 8,7 + 15 = 23,7 \text{ } \dot{\omega}\dot{\omega}$$

Ток КЗ в точке К₁

$$J_{\dot{\epsilon}1} = \frac{U_{\dot{m}}}{\sqrt{3} \sqrt{\dot{\omega}\dot{\omega}_{\dot{\epsilon}1}^2 + r_{\dot{\epsilon}1}^2}} = \frac{400}{1,73 \sqrt{(16)^2 + (23,7)^2}} = \frac{400}{1,73 \delta 26,16} = 8,84 \text{ } \dot{\epsilon}\dot{\lambda}$$

Теперь, определяем ударный ток для точки К₁

$$I_{\text{удк1}} = K_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times J_{\text{к1}} = 1,1 \times 1,41 \times 8,84 = 13,7 \text{ кА}$$

Определяем ток КЗ для точки К₂. Для этого учитываем сопротивления кабельной линии от ТП до ШР-1

$$r_{\dot{\epsilon}} = 0,326$$

Так как, реактивная сопротивление кабеля очень маленькая, его не учитываем.

Дополнительное сопротивление до точки K_2 , учитывающей сопротивление конструкций и коммуникационных аппаратур, принимаем

$$r_g = 20 \text{ мΩ}$$

Тогда, сумма активных сопротивлений до точки K_2

$$J_{\epsilon 2} = \frac{U_{\bar{m}}}{\sqrt{3} \sqrt{\bar{\theta}_{\epsilon 2}^2 + r_{\epsilon 2}^2}} = \frac{400}{1,73 \sqrt{(16)^2 + (26,026)^2}} = \frac{400}{52,85} = 7,56 \text{ А}$$

$$I_{удк1} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times J_{к1} = 1,1 \times 1,41 \times 7,56 = 11,7 \text{ кА}$$

10.Выбор аппаратов и устройств для защиты.

Автоматические выключатели (автоматы) и предохранители предназначаются главным образом для защиты электрических сетей и установок от аварийных режимов работы (короткого замыкания, перегрузки, понижения напряжения) и защиты людей от поражения электрическим током. Они снабжены расцепителями, которые срабатывают при возникновении аварийных режимов установки и механически воздействуют на удерживающий элемент аппарата. При срабатывании они освобождают его подвижную систему. Наиболее распространённые расцепители автоматов (по принципу действия) это электромагнитные, тепловые и полупроводниковые.

Основным назначением устройств релейной защиты является выявление в сети короткого замыкания и автоматическое отключение поврежденного элемента от остальной неповрежденной части сети воздействием на соответствующий выключатель. Кроме того, при возникновении ненормальных режимов работы сети (перегрузки, замыкания на землю в сети с малыми токами замыкания на землю и др.) задачей релейной защиты является сигнализация о возникшей неисправности.

Надежность работы электрических сетей может быть значительно повышена применением устройств автоматического повторного включения (АПВ) линий, шин и устройств автоматического ввода резерва (АВР).

Ко всем устройствам релейной защиты предъявляются требования:

- **селективности** (избирательности), что подразумевает способность защиты правильно определять место повреждения и отключать ближайший к месту повреждения выключатель;
- **быстродействия**, т.е. отключения поврежденного участка с минимально возможным временем;
- **чувствительности**, т.е. способности защиты реагировать на возникшее короткое замыкание в зоне её действия;

- **надежности.**

Перечисленные требования должны быть положены в основу выбора принципов, расчета и выполнения схем защиты.

Для защиты от токов КЗ выбираем плавкие предохранители и автоматические выключатели.

Для выхода напряжения 0,4 кВ от трансформаторов к системе шин устанавливаем автоматические выключатели

АВМ-10Н-1000

Номинальный ток катушки максимального разъединителя

$$J_{нр} = 800 \text{ А}$$

$$U_{нр} = 0,4 \text{ кВ}$$

Для линии отходящих от системы шин до ШР выбираем автоматические выключатели АВМ-4Н, 400.

Номинальный ток катушки разъединителя

$$J_{нр} = 400 \text{ А}$$

$$U_{нр} = 0,4 \text{ кВ}$$

Выбираем плавкие предохранители типа ПН2-100

Номинальное напряжение $U_n = 380 \text{ в}$

Номинальный ток предохранителей $J_{нр} = 100 \text{ А}$

Номинальный ток вставки $J_{нр} = 30, 40, 50, 100 \text{ А}$

А также выбираем плавкие предохранителя типа ПН2-250

Номинальное напряжение $U_n = 380 \text{ в}$

Номинальный ток предохранителей $J_{нр} = 250 \text{ А}$

Номинальный ток вставки $J_{нр} = 150, 200, 250 \text{ А}$

11.Экология.

Для площадки очистных сооружений зона санитарной охраны состоит из первого пояса. Расстояние от стен водопроводных сооружений до ограждения принимается тридцать метров. Вся территория ограждается глухим забором высотой два с половиной метра.

Вдоль внутренней стороны ограждения запретная зона шириной восемь метров, ограждается забором из колючей проволоки полтора метра и охранное освещение.

Для охраны водоёмов от загрязнений воды предусматривается проектом сооружение по обороту промывных вод и площадки для обезвоживания и хранения осадка.

Все условно чистые воды на площадке объединяются в одну систему и одним трубопроводом отводятся в ручей, что предохраняет территорию, прилегающую к площадке очистных сооружений от размыва.

Удовлетворение растущих потребностей в электроэнергетике возможно различными путями-беспредельным наращиванием добычи угля, нефти и газа или рациональным и комплексным их использованием.

В Узбекистане удовлетворение возрастающих потребностей в топливе и энергии в ближайшее время ожидается за счет их экономии и замены органического топлива другими энергоносителями.

Политику энергосбережения следует рассматривать как один из наиболее действенных способов ослабления негативного влияния энергетики на окружающую среду.

Воздействие энергетики на окружающую среду весьма разнообразно и определяется в основном типом энергоустановок.

Факторы воздействия на окружающую среду:

1. загрязнение продуктами сгорания.
2. тепловое загрязнение

3. радиоактивное загрязнение
4. экологическое влияние акваторий.

При выработке ЭЭ на тепловых ЭС в атмосферу ежегодно выбрасывается 17 млн. т. вредных веществ. Представляет опасность тепловое загрязнение водоёма с многообразными нарушениями их состояния.

Воздействие установок на окружающую среду зависит от вида сжигаемого топлива.

Охрана окружающей среды – межотраслевая проблема. Решение её невозможно без организации крупномасштабного производства пылегазоочистного оборудования, обеспечения ЭС качественным топливом. Необходимо установить экономические нормативы платы за выбросы вредных веществ в окружающую среду и превышение установленных их норм. При пересмотре цен на топливо следует исходить из его теплотворной способности и экономического влияния на природу. Многие предстоит сделать самим энергетикам по техническому перевооружению отрасли, по резкому сокращению выбросов, по максимальному учету экологических требований.

Охрана труда.

Важной мерой, обеспечивающей электрическую безопасность обслуживающего персонала, является защитное заземление или зануление металлических нетоковедущих (конструктивных) частей электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением, но могущих оказаться под напряжением относительно земли в случае повреждения изоляции электрических машин, аппаратов, приборов и сетей.

Правила устройства электроустановок дают следующие основные определения в отношении заземлений.

Защитным заземлением, выполняемым для обеспечения электробезопасности, называется преднамеренное металлическое соединение с заземляющим устройством элементов электроустановок, нормально не находящихся под напряжением.

Рабочим заземлением называется заземление какой-либо точки электроустановки, находящейся под напряжением, необходимое для обеспечения надлежащей работы установки в нормальных или аварийных условиях. Она может быть осуществляется непосредственно или через специальные аппараты (сопротивления, разрядники, пробивные предохранители и др.).

Занулением в электроустановках и сетях напряжением до 1000 вольт называется преднамеренное электрическое соединение металлических элементов установки, нормально изолированных от частей, находящихся под напряжением (корпуса электрооборудования, кабельные конструкции, стальные трубы электропроводок и др.) с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях переменного тока, а также с глухозаземленной средней точкой в трёх проводных сетях постоянного тока или с нулевым проводом.

Нулевым защитным проводом в электроустановках напряжением до тысячи вольт называется проводник, соединяющий корпуса электрооборудования с глухозаземленной нейтралью генератора и трансформатора в сетях переменного тока или с глухозаземленной средней точкой в трёхпроводных сетях постоянного тока.

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Землёй (как точкой отсчёта) называется область земли на земной поверхности, которая настолько отдалена от заземлителя, что между двумя любыми её точками нет заметной разности потенциалов.

Напряжением на заземлителе называется напряжение, возникающее при протекании тока через заземлитель или заземляющее устройство между ними и землёй.

Напряжением относительно земли при замыкании на корпус называется напряжение между этим корпусом и точками земли, находящимися вне зоны растекания токов в земле, но ближе двадцати метров от заземлителя.

Сопротивлением растекания заземлителя называется сопротивление, оказываемое току, растекающемуся с заземлителя в землю. Оно определяется как отношение напряжения на заземлителе относительно земли к току, проходящему через заземлитель в землю.

Сопротивлением заземляющего устройства называется суммарное сопротивление, слагающееся из сопротивления растеканию заземлителя и сопротивления заземляющих проводников.

Согласно ПУЭ заземлением в электроустановках называется преднамеренное соединение какой-либо части её с заземляющим устройством, которое представляет собой систему заземлителей и заземляющих проводников.

При сооружении заземляющего устройства рекомендуется пользоваться так называемыми естественными заземлителями, т.е. проложенными в земле стальными трубами водопроводов, артезианских скважин, погруженными в землю стальными каркасами зданий и сооружений, свинцовыми оболочками кабелей, проложенных непосредственно в земле (при количестве их не менее двух). Однако запрещается использовать в качестве естественных заземлителей металлические трубопроводы горючих жидкостей или газов. Для надёжности заземляющего устройства необходимо заземляемую часть соединить с естественными заземлителями не менее чем двумя проводниками, присоединёнными в различных местах. Присоединение проводников к естественным заземлителям можно выполнить сваркой (для труб с помощью хомутов).

В качестве заземляющих проводников и электродов заземлителей рекомендуется использовать стальную проволоку (катанку) или полосы, а для заземлителей угловую сталь.

По условиям механической прочности наименьшее сечение заземляющих стальных проводников должно быть не менее величин, указанных в ПУЭ.

Во взрывоопасных установках напряжением до тысячи вольт с глухозаземлённой нейтралью зануление должно осуществляться.

а) В однофазных осветительных цепях (кроме помещений класса В-1) с использованием нулевого провода.

б) В двух – и трёхфазных цепях и во всех однофазных цепях в помещениях класса В-1 с применением специальной третьей или четвёртой жилы провода или кабеля.

ТБ при эксплуатации электрооборудования насосной. Электротравмы составляют около 1% от общего числа травм на производстве и 20-30% от числа смертельных несчастных случаев. Большинство смертельных несчастных случаев происходит на электроустановках напряжением до 1000 В. Предупреждение электро травм является важной задачей охраной труда, которая на производстве реализуется в виде системы организационных и технических мероприятий, обеспечивающих защиту людей от поражения электрическим током.

Реакция на электрический ток возникает лишь после его прохождения через ткани человека. Возникают судороги в мышцах и остановка дыхания и сердца.

Степень поражения человека зависит от рода и величины напряжения и тока; частоты электрического тока; пути тока через человека, продолжительности действия тока; условий внешней среды.

Ток силой 50 мА и более называется смертельным. Ток 10-15 мА называется пороговым неотпускающим.

Электрические травмы – это повреждение тканей организма под действием проходящего электрического тока, выражающиеся в виде электрического ожога, металлизация кожи, механических повреждений, электрических знаков.

Электрический удар вызывает возбуждение живых тканей организма под действием проходящего электрического тока, сопровождающиеся непроизвольными сокращениями мышц.

Первая медицинская помощь – это комплекс мероприятий, направленных на восстановление и сохранению жизни и здоровья пострадавшему, осуществляемых не медицинскими работниками.

Главным условием успеха первой медицинской помощи является быстрота её оказания, находчивость, быстрота действий, знания и умения подающего помощь.

Оказывающий помощь должен знать: основные признаки нарушения жизненно важных функций организма; общие принципы оказания первой медицинской помощи, основные способы переноски пострадавших.

Для прекращения контакта с электрической установкой необходимо: отключить поврежденную установку от электрической сети; оттянуть пострадавшего за сухую одежду; перерубить топором с деревянной ручкой токоведущий провод.

Основные признаки, по которым можно определить состояние человека:

- а) сознание: ясное, отсутствует, нарушено, возбуждено,
- б) цвет кожных покровов и видимых слизистых: розовые, синишные, бледные;
- в) дыхание: нормальное, отсутствует, нарушено;
- г) пульс на сонных артериях: хорошо определяется, плохо определяется, отсутствует;
- д) зрачки: узкие, широкие.

Причины электротравматизма:

1. Появление напряжения на частях установок и машин, не находящихся под напряжением в нормальных условиях эксплуатации.
2. Образование электрической дуги между токоведущей частью установки и человеком возможно в электроустановках напряжением выше 1000 В.

3. Появление шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания токоведущих проводов на землю.

Основные изолирующие электротехнические средства способны длительное время выдержать рабочее напряжение и их использования допускает прикосновение к частям электроустановок, находящихся под напряжением (до 1000В). К ним относятся диэлектрические резиновые перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, токоискатели; изолирующие штанги, изолирующие и токоведущие клещи, указатели высокого напряжения.

Дополнительные изолирующие средства: диэлектрические галоши, коврики, подставки.

Первым необходимым условием безопасного обслуживания электроустановок является наличие на рабочем месте защитных средств.

Защитными средствами называются такие приборы, аппараты и приспособления, которые обслуживающий персонал может быть защищён от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и др.

К таким защитным средствам относятся: изолирующие средства, предназначенные для защиты персонала от поражения током путём изоляции человека от частей, находящихся под напряжением, например штанги, клещи, инструмент с изолированными ручками, резиновые перчатки, резиновые коврики и дорожки; переносные указатели величины напряжения и силы тока, например клещи Динца, предназначенные для определения наличия и величины тока в устройствах, находящихся под напряжением; переносные временные защитные заземления, переносные ограждения и предупредительные плакаты. Защитные средства должны быть изготовлены из доброкачественных материалов и испытаны, а испытание оформлено соответствующим протоколом.

Перед каждым применением защитного средства работник должен проверить исправность его (отсутствие внешних повреждений и чистоту), в случае необходимости очистить от пыли.

Штанги, клещи и другие средства защиты, покрытые пылью, со следами карандаша, угля к употреблению не допускаются. На наружной и внутренней поверхностях перчаток, рукавиц, бот, галош не должно быть трещин, заусенец, пузырей и других дефектов. Перед тем, как пользоваться штангами, клещами, резиновыми перчатками, галошами, указателями, по клейму на них проверить, в установках какого напряжения допустимо их применение. Не истёк ли срок их испытания.

Оголённые токоведущие части или места с повреждённой изоляцией представляют опасность и ни в коем случае недопустимы. Поврежденные места изоляции не всегда могут быть своевременно обнаружены. Поэтому металлические оболочки аппаратов и эл. Машин должны быть надёжно заземлены, а сопротивление заземления должно быть не ниже установленных норм. Сопротивление заземления и сопротивление изоляции эл. Аппаратов, машин и кабелей должно систематически проверяться.

Пожарная опасность технологических процессов. На предприятиях пожарную опасность представляют хранение, обработка и транспортировка различных горючих материалов (топливо, смазочные масла, битумы, лаки, растворители, органические плёнки, пряжа, бумага и др.). Особую опасность в отношении взрыва и пожара представляют многие химические производства, электролизные установки, газосварочные и электросварочные установки и котельные работающие на природном газе.

Причинами электрического характера являются:

- а) искрение в электрических аппаратах и машинах, а также искрение в результате электростатических разрядов и ударов молнии;
- б) токи коротких замыканий и перегрузок проводников, вызывающие их перегрев до высоких температур, что может привести к воспламенению их изоляции;
- в) плохие контакты в местах соединения проводов, когда вследствие большого переходного сопротивления выделяется значительное количество тепла и резко повышается температура;

г) электрическая дуга, возникающая между контактами коммутационных аппаратов, особенно при неправильных операциях с ними (например, отключение нагрузки разъединителем), а также при дуговой электросварке;

д) аварии с маслонаполненными аппаратами (выключатели, трансформаторы и др.), когда происходит выброс в атмосферу продуктов разложения масла и смеси их с воздухом;

е) перегрузка и неисправность обмоток электрических машин и трансформаторов при отсутствии надлежащей защиты и др.

Директор предприятия, являясь ответственным за все виды деятельности предприятия, несёт ответственность за обеспечение пожарной безопасности, для чего организует работу по предупреждению и тушению пожаров.

На предприятиях имеются профессиональные пожарные команды, располагающие необходимыми средствами огнетушения. Работники пожарной охраны предприятия проводят среди рабочих и технического персонала необходимый инструктаж по противопожарной технике, осуществляют профилактические мероприятия по предупреждению пожаров. По вызову в случае возникновения пожара пожарная команда проводит его тушение.

Для лучшей подготовки дела пожарной безопасности на предприятиях организуются пожарно-технические комиссии в составе главного инженера (председатель), начальника пожарной охраны предприятия, главного энергетика (главного механика), главного технолога, инженера по технике безопасности и представителей общественных организаций. Пожарно-техническая комиссия разрабатывает мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на производстве, приводит рационализаторскую работу по снижению пожарной опасности, привлекая к этой работе рабочих, служащих и инженерно-технических работников предприятия.

Молниезащита зданий и сооружений. В различных районах нашей страны вследствие разных климатических условий число грозových дней и число часов в году различно. Наибольшее среднее число грозových часов, превышающее сто часов в год,

наблюдается в южных приморских районах. В средней полосе европейской части России оно бывает от шестидесяти до восьмидесяти часов, а в районах Крайнего Севера – менее десяти часов.

Ток молнии может достигать значений сто, двести килоампер, производя тепловое, электромагнитное и механическое воздействие на предметы, по которым проходит, в результате чего возможны разрушения зданий и сооружений, пожары и взрывы, поражения людей током.

Молниезащитой называется комплекс защитных устройств, предназначенных для безопасности людей, сохранности зданий и сооружений, оборудования и материалов от возможных взрывов, загораний и разрушений, возникающих при воздействии молний.

Для приёма электрического разряда молнии (тока молнии) служат устройства – молниеотводы, состоящие из несущей части (например, опоры), молниеприёмника (металлический стержень, трос или сетка), токоотвода и заземлителя. Каждый молниеотвод в зависимости от его конструкции и высоты имеет определённую зону защиты, внутри которой объекты не повреждены прямым ударом молнии.

Все объекты первой категории должны иметь молниезащиту как от прямых ударов молнии, так и вторичных её воздействий и заноса опасных потенциалов через коммуникации.

Объекты второй категории (должны) защищают в районах со средней грозовой деятельностью десяти грозových часов в год и более от прямых ударов молнии, от электростатической и электромагнитной индукции и от заноса высоких электрических потенциалов через надземные и подземные металлические коммуникации.

Объекты третьей категории должны иметь молниезащиту в местностях со средней грозовой деятельностью двадцать часов в год и более от прямых ударов молнии и от заноса электрических потенциалов через надземные металлические коммуникации, а для наружных установок, имеющих металлические ёмкости для горючих жидкостей, ещё и защиту от электрической индукции.

Рекомендуется использовать совмещённое заземляющее устройство для защиты от прямых ударов молнии, защитного заземления электроустановок и защиты от электростатической индукции. К заземлителю необходимо присоединить все вводимые в здание металлические трубопроводы и оболочки кабелей.

Заключение

«Выпускная квалификационная работа» студента группы 114-07 ЭЭ Мирзахмедова Фарруха на тему «Электроснабжения насосной станции города Марджанбулака».

В «Выпускной квалификационной работе» освещены все вопросы по проектированию электроснабжения данного предприятия.

А также предусмотрено дальнейшее расширения предприятия в соответствии с новыми ведеяниями прогресса в науке и технике.

Дана полная характеристика не только предприятию и его технологическим процессам, но и процессу электроснабжения на территории Узбекистана.

В работе сказано о расширении энергоснабжения в ближайшие годы за счет иностранных капиталовложений, что положительно скажется на промышленном развитии нашего молодого государства.

Техника Безопасности является одним из главных тезисов в этой работе, поэтому в ней указаны меры предосторожности при работе с различными видами электрического оборудования.

Для данного предприятия выбрана величина питающего напряжения, рассчитаны электронагрузки на каждый объект предприятия. На подстанцию предприятия выбрано два трансформатора марки ТМ-250/10, а также произведен выбор коммуникационных аппаратур на основе произведенных расчетов, марки А-600, А-400, предохранители П-200, П-400. Для трансформаторов было выбрано место с учетом рационального использования электротехнических материалов.

В работе освещены экологические вопросы страны и предприятия в целом. Например, показаны виды загрязнения окружающей среды и способы решения этих проблем.

Литература.

1. Основы электроснабжения промышленных предприятий
А.А. Федоров, В.В.Каменова, Москва, Энергоатомиздат,- 1984г.
2. Основы электроснабжения промышленных предприятий.
А.А. Ермилов «Энергия» Москва,- 1969г.
3. Электроснабжения промышленных предприятий. Ю.Л.Мукошеев «Энергия»
Москва,- 1973г.
4. Обслуживание электро-оборудование электростанций и подстанций.
С.И.Лезнов, А.А.Тайц, Москва, «Высшая школа», 1980г.
- 5.Пособие для сельского электрика, Л.Г.Прищеп, Изд-во «Колос», М.,-1969.
- 6.Электромеханические преобразователи энергии, И.А.Алексеевич Глебов, «Наука
и человечество»-1980, стр.267-281.
- 7.Справочник сельского электромонтера, П.Бодин, Ф.И.Московкин,
В.Н.Харечко, М.,- Россельхозиздат-1977.
- 8.Электрическая часть электростанций и подстанций, под ред.Б.Н.Неклепаева,
спр. мат. для.»Курсов.и диплом. проектр.» М.,-«Энергия»-1972.
9. Савицкая Л. "Анализ хозяйственной деятельности". Учебник, - М.: Финансы и
статистика, - 2007.
10. Электротехнический справочник. под общей редакцией профессоров
Московского энергетического института В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, В.А.
Лабунцова, И. Н. Орлова, М. М. Соколова, А.М. Федосеева, А.Я. Шихина и инж. И.В.
Антика. Москва. Энергоатомиздат. 1986.