## .3 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ ПО КУРСУ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

### ВВЕДЕНИЕ

17 июля Правительством Свердловской области был принят знаковый документ: «Стратегический план развития электроэнергетического комплекса Свердловской области на 2006-2015 г.г.». Это первый российский регион, где был принят такой концептуальный и системный документ и где будет реализован комплексный план развития энергетики.

Сердце российской промышленности – Урал – является одним из самых энергодефицитных регионов страны. В зимний отопительный период 2005-2006 гг. суммарная электрическая нагрузка в энергосистеме области впервые с 1992 г. составила 7000 МВт, достигнув своего максимума. К 2015 году Свердловской области будут нужны, по самым скромным оценкам, дополнительно 3000 Мегаватт.

Одним из пунктов инвестиционной программы ОГК-1 в Уральском регионе является строительство на Верхнетагильской ГРЭС энергоблока мощностью 300 МВт. работающего на угле. Технология циркулирующего кипящего слоя, которая будет использоваться на новом блоке, более дорогостоящая по сравнению с традиционными технологиями, но более экологична и позволяет использовать в качестве топлива уголь выработки Богословского и Веселовского месторождений, что, в свою очередь, даст новый толчок в развитии угольной промышленности в Уральском регионе.

Верхнетагильская ГРЭС, входящая в состав Первой генерирующей компании оптового рынка электроэнергии, - важный объект в энергоснабжении Свердловской области. С начала своей работы Верхнетагильская ГРЭС выработала более 430 млрд. кВт.ч. Этого количества хватит, чтобы бесперебойно снабжать электроэнергией Свердловскую область в течение 10 лет. Генерирующие мощности Верхнетагильской ГРЭС равномерно распределены между собой по видам топлива: электростанция

может работать на газе или угле. Возможность соблюдения топливного баланса на Верхнетагильской ГРЭС делает ее уникальной электростанцией. Тенденция роста стоимости топливного газа и опыт ограниченных поставок газа прошедшей зимой в период максимально низких температур привели к необходимости разработки вариантов быстрого перехода на другие виды топлива в случае неожиданного ограничения поставок или роста цен. В ОГК-1 принято решение о смещении топливного баланса в сторону увеличения доли угольной генерации.

Продолжается реализация большого и стратегически важного совместного проекта Свердловской области и Пермского края - строительства линии электропередачи 500 киловольт «Северная – БАЗ» с расширением подстанции 500 киловольт «Северная».   
 Этот проект находится на личном контроле губернатора Эдуарда Росселя и является одним из ключевых звеньев программы наращивания энергетических мощностей в соответствии со Стратегией социально-экономического развития Свердловской области на период до 2020 года.   
 Филиал ОАО «Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (ФСК ЕЭС)» – Магистральные электрические сети (МЭС) Урала – заменил на подстанции 500 киловольт «Северная» (Пермский край) три воздушных выключателя 220 киловольт современными элегазовыми аналогами. Работы выполнены в рамках строительства линии электропередачи 500 киловольт «Северная» – БАЗ с расширением подстанции 500 киловольт «Северная». Стоимость работ составляет 18 миллионов рублей. Выключатели являются важными коммутационными аппаратами подстанций и предназначены для отключения подстанционного оборудования, линий электропередачи при выполнении ремонтных работ или ликвидации аварийных ситуаций. Они обеспечивают сохранность основного подстанционного оборудования. Современные элегазовые устройства компактны, надежны в эксплуатации, безопасны и экологичны.  
 Расширение подстанции 500 киловольт «Северная» и замена ее оборудования являются необходимыми условиями для ввода в эксплуатацию линии электропередачи 500 киловольт «Северная» – БАЗ. В рамках работ по расширению подстанции к 2010 году здесь будут заменены на элегазовые четыре воздушных выключателя 220 киловольт и два выключателя 500 киловольт, построены две реакторные камеры, совмещенные с закрытыми распределительными устройствами (ЗРУ), проложены новые кабельные трассы. Затраты на расширение подстанции 500 киловольт «Северная» составят 700 миллионов рублей. Старт проекта новой линии электропередач был дан год назад, когда председатель правительства Свердловской области Виктор Кокшаров, заместитель председателя правительства Пермского края Яков Силин и министр энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области Юрий Шевелев приняли участие в торжественной церемонии начала строительства. Это событие одинаково важно для обоих регионов – участников: Свердловской области и Пермского края. Выполнение сложнейшего объема работ позволит в значительной степени разгрузить напряженно работающий Серово-Богословский узел Свердловской энергосистемы, который является в энергодефицитным и одним из наиболее проблемных районов Объединенной энергосистемы Урала. Сейчас электроснабжение данного энергорайона идет по ненадежной схеме и в случае её аварийного отключения требуется ввод ограничения нагрузки для всех потребителей. А это в свою очередь сдерживает развитие таких крупных промышленных предприятий, как Богословский алюминиевый завод, Серовский завод ферросплавов, Богословское рудоуправление, а также социального сектора Серова, Краснотурьинска, Карпинска, Североуральска.

Губернатор Эдуард Россель, председатель областного правительства Виктор Кокшаров неоднократно отмечали громадное значение этого проекта в рамках реализации стратегического плана социально-экономического развития области на период до 2020 года. Строительство этой высоковольтной линии ведется в соответствии с соглашением, заключенным между РАО «ЕЭС России» и правительством Свердловской области. Согласно этому документу, в развитие энергетики Среднего Урала предусмотрено вложение до 150 миллиардов рублей. К слову, на строительстве 200-километровой линии 500 киловольт «Северная» – БАЗ намечено освоить более 6 миллиардов рублей, а ее полный ввод в эксплуатацию запланирован на 2010 год.

### 1.3.1 ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Компрессоры относятся к группе механизмов, получивших широкое распространение на всех промышленных предприятиях. Компрессоры применяют для получения сжатого воздуха или дру­гого газа давлением свыше 4x0,1 МПа с целью использования его энергии в приводах пневматических молотов и прессов, в пневма­тическом инструменте, в устройствах пневматики и т.д. Разно­видностью компрессоров являются воздуходувки, служащие для подачи воздуха или газов давлением от 0,11 до 0,4 МПа.

По принципу действия компрессоры делятся на центробеж­ные и поршневые. Центробежные компрессоры по конструкции подразделяют на турбинные и ротационные. В турбинном ком­прессоре ротор с лопастями при вращении захватывает газ из впу­скного трубопровода и выбрасывает его в выпускной трубопро­вод.

Увеличение давления происходит за счет повышения скоро­сти движения частиц газа и его сжатия между лопастями и корпу­сом компрессора при эксцентричном расположении ротора. В ро­тационном компрессоре увеличение давления осуществляется пу­тем сжатия газа в камерах, образуемых с помощью пластин, кото­рые перемещаются под действием центробежных сил в направ­ляющих роторах при его вращении и прижимаются к стенкам кор­пуса.

Впускной вентиль и выпускной во время работы компрессора открыты. Для обеспечения работы компрессора при отсутствии потребления сжатого газа служит обходной трубопровод с венти­лем.

Статическая мощность на валу центробежных компрессоров изменяется пропорционально третьей степени угловой скорости, если отсутствует противодавление. Для этих механизмов харак­терны простота конструкции, надежность в эксплуатации и высо­кая производительность. Такие компрессоры применяются для по­лучения давлений до 0,6 МПа (турбинные) и до 1,5 МПа (ротаци­онные).

В поршневом компрессоре при вращении кривошипного вала и движения поршня вниз газ засасывается через открытый впуск­ной клапан. При движении поршня вверх клапан закрывается, происходит сжатие воздуха, который через выпускной клапан на­правляется к потребителям. Поршневые компрессоры отличаются неравномерностью подачи газа. В компрессоре одинарного дейст­вия подача газа производится только при ходе поршня вверх. Вкомпрессоре двойного действия подача газа осуществляется при ходе поршня в обе стороны.

Мгновенная мощность на валу таких механизмов изменяется по синусоидальному закону в зависимости от угла поворота кри­вошипа. С целью сглаживания графика нагрузки на валу привод­ного двигателя устанавливают маховик. Для уменьшения колеба­ний давления у потребителя между ним и компрессором поме­щают ресивер. Поршневые компрессоры имеют более сложную конструкцию, чем центробежные, и применяются для получения давлений до 100 МПа при относительно не большой производи­тельности.

Высокие давления газа могут быть получены только в много­ступенчатых компрессорах, в которых газ сжимается последова­тельно в нескольких цилиндрах или камерах.

При сжатии газа в компрессорах выделяется большое количе­ство тепла, которое обычно отводится с помощью проточной во­ды, проходящей через кожух компрессора. Благодаря охлаждению сохраняется неизменной температура сжимаемого газа и снижает­ся мощность приводного двигателя.

Стационарные компрессоры высокого давления могут применятся в любом технологическом процессе, где необходимо использование сжатого воздуха высокого давления. Повысить эффективность воздухоснабжения на промышленном предприятии возможно путем размещения компрессорных установок локально по цехам предприятия, что дает ряд экономических преимуществ:

* снижаются потери производительности и давления, так как протяженность трубопроводов сведена до минимума;
* исчезают затраты на содержание и обслуживание излишних магистральных трубопроводов сжатого воздуха, отпадает необходимость в их теплоизоляции, герметизации, ремонте;
* при установке компрессоров на предприятии снижаются затраты электроэнергии, так как устанавливаются компрессоры с производительностью, необходимой для удовлетворения потребности отдельно взятого цеха;
* использование компрессоров в децентрализованной системе снабжения сжатым воздухом позволяет повысить гибкость регулирования выработки сжатого воздуха.

В децентрализованной системе воздухоснабжения потребление выработанного воздуха и использование электроэнергии доходит до 99%.

В настоящее время компрессорные заводы имеют возможность провести на вашем предприятии технический аудит для расчета технико-экономической эффективности децентрализации системы воздухоснабжения.

На основании проведенного аудита разрабатывается эффективная схема воздухоснабжения, выполняется проектирование системы, поставка и монтаж оборудования «под ключ», обеспечивается гарантийное, послегарантийное обслуживание. Широкая гамма выпускаемых компрессорных агрегатов позволяет успешно реализовывать данные проекты.

Темой данного курсового проекта является: «Электроснабже­ние компрессорной станции и электрооборудование подстанции».

Предложенная компрессорная станция имеет 3 рабочих и 2 резервных компрессора, которые относятся к I категории электро-­

снабжения, то есть нуждаются в бесперебойном питании. Также на компрессорной станции имеется такое оборудование, как:

2 пусковых маслонасоса;

6 электрозадвижек;

4 вентилятора;

2 сварочных трансформатора;

1 подъёмно-транспортное устройство;

20 светильников;

6 прочих ЭП;

1 соседняя подстанция.

### РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Электрические нагрузки систем электроснабжения определяют для выбора числа и мощности силовых трансформаторов, мощности и места подключения компенсирующих устройств, выбора и проверки токоведущих элементов по условию допустимого нагрева, расчёта потерь и колебаний напряжения и выбора защиты.

Расчёт электрических нагрузок осуществляем методом средней мощности и коэффициента максимума.

Расчет аналогично практической работе №2.

Порядок расчёта.

1. Группируем электроприемники по режиму работы и технологическим признакам.
2. Определяем суммарную номинальную мощность для групп потребите­лей:

 кВт (2.1)

где n – количество потребителей;

Рном – активная номинальная мощность электроприемников, кВт

;



и так же для остальных потребителей.

1. Определяем модуль силовой сборки.

 (2.2)

;



4. Определяем Ки коэффициент использования и cosφ для потребителей групп [1] табл.2.11 стр.52 или [2] стр.34 или см. приложение таблица1). Через cosφ находим tgφ, и заполняем колонку 7 в таблице 2.1

5. По каждой строке потребителей определяем сменные: активные и реактивные мощности по НН

кВт (2.3)

где Kи – коэффициент использования.



,

так же по каждой строке.

 (2.4)





так по каждой строке.

6. Суммируем Рн, Рсм и Qсм для группы по по строке ИТОГО для НН

7. Определяем Ки для группы НН

 (2.5) 

8. Определяем по справочнику[1] стр. 55 или смотри приложение

таблица 30 эффективное число для групп ел/приёмников:

При nэ≤5,Ки≥0,2,m≥3, Рном≠const

 (2.6)

При nэ≥5; Ки≥0,2; m≥3; Рном≠const

 (2.7)

 



9. Определяем Кmax для групп эл/приёмников по справочнику

[1] стр.54 или смотри приложение таблица 30

10. По каждой строке потребителей определяем максимальные нагрузки:

 (2.8)





, кВАр (2.9)

если nэ≤10,

, кВАр (2.10)

если nэ> 10

****



****  (2.11)





11. Определяем максимальный расчётный ток:

, А (2.12)





Исходные данные для расчета берем из таблицы 3,а результат заносим в ту же таблицу.

### 1.3.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Надёжность электроснабжения - способность системы электроснабжения обеспечить предприятие электроэнергией хорошего качества, без срыва плана производства и не допускать аварийных перерывов в электроснабжении.

Все электроприёмники (аппараты, агрегаты и другие потребители электроэнергии) по обеспечению надежности электроснабжения разделены на I-ю, II-ю и III-ю категории, кроме того, в I категории выделена особая группа электроприёмников.

Электроприёмники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. В особую группу I категории включены электроприёмники, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

Электроприёмники II категории – электроприёмники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей", а все остальные электроприёмники включены в III категорию.

Таблица 15 - Категории надежности объектов электроснабжения

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | Наименование объекта | Категория |
| 1 | Компрессор | I |
| 2 | Соседняя подстанция | I |
| 3 | Пусковой маслонасос | I |
| 4 | Электрозадвижка | I |
| 5 | Вентилятор | II |
| 6 | Сварочный трансформатор | III |
| 7 | Подъемно-транспортное устройство | III |
| 8 | Освещение | II |

По каждой категории электроприёмников в ПУЭ определены требования по надежности электроснабжения. Электроприёмники I категории "должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания…", а для электроприёмников особой группы I категории "должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания", что обеспечивает еще более высокую надежность электропитания.

Электроприёмники II категории также "должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания", однако если для I категории должно быть обеспечено автоматическое восстановление питания, то для II категории допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. А для III категории электроснабжение "может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток".

Таким образом, если для электроприёмников II и III категорий в ПУЭ допускаются значительные перерывы электропитания, определяемые включением резервного питания в ручном режиме и временем устранения неисправности, то относительно электроприёмников I категории указано, что "перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания".

Применяются две основные схемы распределения электроэнергии – радиальная и магистральная в зависимости от числа и взаимного расположения цеховых подстанции (ЦТП) или других электроприемников по отношению к питающему их пункту. При соответствующем выполнении обе схемы обеспечивают требуемую надежность электроснабжения электроприемников любой категории. При выборе схем учитывается также стоимость разных вариантов, расход кабеля, способы выполнения сети и др.

Выполняем принципиальную однолинейную радиальную схему электроснабжения на высоком и низком напряжениях. Выполняем систему сборных шин, секционированную на две секции. Схема должна обеспечивать надёжность питания потребителей, надёжную защиту и автоматическое восстановление питания потребителей, быть простой и удобной, учитывать перспективы развития предприятия.

Первой ступенью схемы является шина распределительного устройства 6 кВ, питающая по кабельным линиям потребителей высокого напряжения (компрессоры), и цеховую подстанцию. Второй ступенью является шина распределительного устройства 0,38 кВ (силовой распределительный шкаф типа ПР8501–1000), от которого осуществляется связь с подстанцией №2, компенсация реактивной мощности, освещение через групповой щиток типа ЯОУ–8502, также получают питание потребители низкого напряжения в цехе – подъёмно-транспортное устройство, сварочный трансформатор, вентилятор, силовые распределительные шкафы типа ШР11. К шкафам типа ШР11 подключаем потребители низкого напряжения.

### КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Компенсирующее устройство (статические конденсаторы или синхронные двигатели) выбирается на основании технико-эконо­мических расчетов; при этом учитываются наличие избыточной мощности в синхронных двигателях, установленных на механизмах, и возможность их работы как компенсаторов реактивной мощности. Экономическая целесообразность применения того или иного вида компенсирующего устройства определяется в соответ­ствии с указаниями по компенсации реактивной мощности. Выбор средств компенсации производится для режима наиболь­шего потребления реактивной мощности в сети проектируемой установки.

Энергосистема должна выдать организации, проектирующей присоединяемую к сети энергосистемы электроустановку, значе­ния величин реактивной мощности Qc, передаваемых из сети систе­мы для режимов наибольшей и наименьшей активной нагрузки системы, а также для послеаварийных режимов. При выборе средств компенсации следует учитывать, что наибольший эконо­мический эффект достигается при их размещении в непосредствен­ной близости от потребляющих реактивную мощность электро­приемников.

Передача реактивной мощности из сети 6—35 кВ в сеть до1000 В может быть экономически невыгодной, если это приводит увеличению числа цеховых трансформаторов. Для электроуста­новок мощности, присоединяемых к действующим сетям 6—10 кВ, экономически оправданной оказывается полная компенсация реактивной мощности на стороне до 1000 В.

Нерегулируемые конденсаторы установки в сетях до 1000 В размещаются в цехах у групповых распределительных пунктов, если окружающая среда допускает такую установку. Место уста­новки регулируемых конденсаторных установок в сетях до 1000 В определяется с

учетом требований регулирования напряжения в сети или регулирования реактивной мощности. Установка кон­денсаторных батарей на стороне 6—10 кВ цеховых подстанций не рекомендуется. Индивидуальная компенсация целесообразна лишь у крупных электроприемников с низким коэффициентом мощности и большим числом включений в год.

Для контроля наибольшей реактивной мощности, передаваемойиз сетей системы потребителю в режиме наибольшей актив­ной нагрузки системы, используются реактивные счетчики с указателями 30-минутного максимума и с реле времени. Для конт­роля «реактивной энергии», выдаваемой потребителем в сеть энергосистемы, в период ночного провала активных нагрузок си­стемы используются счетные механизмы реактивных счетчиков со стопором.

Наибольшее распространение на промышленных предприятиях имеют конденсаторы (КБ) – крупные специальные устройства, предназначенные для выработки реактивной ёмкостной мощности. Конденсаторы изготавливают на напряжение 0,22, 0,38, 0,66, 6,3 и 10,5 кВ в однофазном и трёхфазном исполнениях для внутренней и наружной установки. Они бывают масляные (КМ) и соволовые (КС). Диэлектрическая проницаемость совола примерно вдвое больше, чем масла. Широкое применение конденсаторов для компенсации реактивной мощности объясняется их значительными преимуществами по сравнению с другими видами КУ: незначительные удельные потери активной мощности до 0,005 кВт/кВАр, отсутствие вращающихся частей, простота монтажа и эксплуатации, относительно невысокая стоимость, малая масса, отсутствие шума во время работы.

Недостатки КБ: пожароопасность, наличие остаточного заряда, повышающего опасность при обслуживании; чувствительность к перенапряжениям и толчкам тока; возможность только ступенчатого, а не плавного регулирования мощности.

Синхронные двигатели, применяемые для электропривода, обычно

изготовляются с номинальным коэффициентом мощности 0,9 при опережающем токе. Они являются эффективным средством компенсации реактивной мощности нагрузки. Развиваемая ими реактивная мощность определяется параметрами и режимом работы двигателей и сети. За расчетную следует принимать номинальную реактивную мощность двигателя при опережающем токе.

Наиболее целесообразно использовать синхронные двигатели для компенсации переменной части реактивной нагрузки, с которой они должны быть связаны по возможности короткой сетью

Методика расчета аналогична практической работе № 3

Расчет:

1. Определяем реактивную мощность, которую необходимо скомпенсировать на НН:

 (4.1)

где α= α=0,75÷0,95– коэффициент сменности предприятия;

tgϕ1 –соответствующий коэффициенту мощности без компенсации;

tgϕ2 – соответствующий коэффициенту мощности, который должен быть получен после компенсации, tgϕ2 = 0,329 ÷ 0,395.



2. Так как распределительное устройство будет иметь 2 секции, находим реактивную мощность на одной из секции НН:

 (4.2)



3. Выбираем по справочнику [7] стр.399-400 тип конденсаторной батареи :

Для комплектной: Qкку≥QкНН’

Для отдельных конденсаторов: Qку≥;

Выбираем 2 конденсаторные установки УК1–0,415–60 Т3 Qк.н=40кВАр, масса 70 кг, габариты 375430650.

4. Определяем сменную реактивную мощность с учётом компенсации. Q´cм=Qсм-Qкн,

Q´мах= Q´cм

5. Определяем tgφ с учетом компенсации для группы по строке ИТОГО:



6. Определяем полную максимальную мощность с учётом компенсации:

 (4.3)



7. Определяем расчётный max ток с учётом компенсации

 (4.4)



8. Определяем мощность, компенсируемую синхронными двигателями на ВН:

 (4.5)

где βсд– коэффициент загрузки СД

Pсд – номинальная активная мощность СД;

tgφном – коэффициент соответствующий мощности СД; η – коэффициент полезного действия СД.



Для компенсации реактивной мощности по ВН достаточно одного СД работающего в режиме генератора.

9. Определяем сменную реактивную мощность с учётом компенсации

,кВАр (4.6) где Qсм до к- сменная реактивная мощность до компенсации,

nк- количество компрессоров,

nд- количество СД, работающие в режиме компенсации



9. Определяем tgφ после компенсации по ВН:

**** (4.7)



1. Определяем максимальную реактивную мощность с учётом компенсации:

 если nэ≥ 10

 кВАр

1. Определяем полную максимальную мощность с учётом компенсации:

 (4.8)



1. Определяем расчётный max ток с учётом компенсации:

 (4.9)



13. Определяем суммарные значения n, Рном, ∑Рном ИТОГО НН и ВН с учётом компенсации по строке ВСЕГО.

14. Определяем m по формуле (2.2):



15. Определяем суммарные значения Рсм и Qсм ИТОГО с учётом компенсации по строке ВСЕГО:

16. Определяем Ки по строке ВСЕГО:

 (4.10) 

17. Определяем nэ по строке ВСЕГО по формуле (2.10):



18. .Определяем Кmax для групп эл/приёмников по учебнику [1] табл.2.13 стр. 54;[2] стр. 90 или см. приложение таблица30:

19. Определяем Рmax по формуле (2.14):



20. Определяем суммарные значения ИТОГО с учётом компенсации по строке ВСЕГО.

21. Определяем полную максимальную мощность по строке ИТОГО по формуле (2.17)



22. Определяем расчётный максимальный ток по стоке ИТОГО по формуле (2.18):



### 1.3.5 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ С ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИМ ОБОСНОВАНИЕМ

Подстанции предприятий выбираются по требуемой надежности электроснабжения и минимуму затрат. Местоположение подстанций определяется при помощи расчетов по картограмме электрических нагрузок. Методика расчетов центров электрических нагрузок приведена в учебнике «Коновалов-Рожков»

Номинальные мощности трансформаторов до 1000 кВА:

100; 160; 250; 400; 630; 1000 кВА

Uном.выс.напр.= 6; 10; 110; 220 кВ

Uном.низ.напр.= 0,66; 35

ТМ-630-10 – номинальное напряжение, кВ

номинальная мощность, кВА

марка трансформатора

Рекомендованные коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме не должен превышать 0,75%

Кз= (5.1)

На время ликвидации аварии допускается перегрузка до 40%.Как правило, для обеспечения надежности электроснабжения отдается предпочтение подстанции с двумя трансформаторами. Необходимо учитывать перспективы развития электрической установки, т.е. иметь резервные мощности, так как рекомендованное число трансформаторов подстанции 2, а при выводе из строя одного вся нагрузка первой категории потребителей будет обеспечиваться одним трансформатором, то трансформаторы должны также проверяться и по аварийной мощности.

Расчет ведется аналогично практической работе №4

Расчет:

1. Определяем полную номинальную мощность:

 (4.1)

где n – количество трансформаторов.

; 

**2.** По справочнику[5] табл.27.6 стр 47 или см.приложение таблица43 выбираем два варианта трансформаторов и заносим данные в таблицу17 2.1 Smax, кВА

2.2 Sн.т1, Sн.т2; кВА

2.3 n – количество трансформаторов

2.4 i01%, i02%

2.5 αа %, αр% - амортизационные и ремонтные отчисления [4] табл.4.1 стр.52 или см.приложение таблица35

2.6 Uк%1, Uк%2

ТМ- 160, ТМ- 250

3. Определяем полную аварийную мощность Sав:

Sав=1,4 Sн (n- 1),кВА (4.2)

Sав1= 1,4 160 1= 224 кВА

Sав2= 1,4 250 1= 350 кВА

1. Определяем коэффициент загрузки β:

 (4.3)





β≤0,65÷0,75.

5. Определяем по справочнику [5] табл.27.6 стр47 или см.приложение таблица43 потери активной мощности х.х. и к.з. (Рхх, Ркз):

Таблица 16- Потери

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Uн | 160кВА | 250кВА |
| i0 | 2,4% | 2,3% |
| Uкз | 4,5% | 4,5% |
| Рхх | 510Вт | 740Вт |
| Ркз | 2650Вт | 3700Вт |
| Uвн | 6кВ | 6кВ |
| Кспр | 550руб. | 750руб. |
| Y/Yн-0 |  | Y/Yн-0 |

6. Определяем потери активной мощности трансформатора:

(4.4)

****



7. Определяем потери реактивной мощности х.х. и к.з. Qхх,Qкз)

 (4.5)





 (4.6)





8. Определяем потери реактивной мощности в трансформаторах:

 (4.7)





9. Определяем время максимальных потерь :

 (4.8)

где Tmax – время использования максимальной нагрузки в год.

где Tmax – время использования максимальной нагрузки в год.

Время использования максимума нагрузки Тmax определяется характером нагрузки потребителей отдельных отраслей промышленности и принимается:

для металлургической промышленности-до 6500 ч;

для химической – до6000 ч;

для горнорудной – до 5000 ч;

для машиностроительной – до 4000 ч. [1] стр. 63

Тmax=5800 час



10. Определяем активные потери электроэнергии:

 (4.9)





11.Определяем реактивные потери электроэнергии:

 (4.10)





12. Определяем потери электрической энергии:

 (4.11)

где Kп – коэффициент приведения потерь, Kп=0,06.





13. Определяем издержки на потерю электроэнергии:

 (4.12)

где C – стоимость 1 кВт×час (по указанию преподавателя)





14. Определяем капитальные затраты :

 (4.13)

Кинф- коэффициент инфляции

Кспр –стоимость трансформатора в руб. ( по справочнику [5] табл.27.6 стр47 или см.приложение таблица43 )





15. Определяем амортизационные издержки и издержки на ремонт:

 (4.14)

где  – норма амортизационных отчислений;  – норма ремонтных отчислений.





16. Определяем ущерб от недовыдачи продукции (эл.энергии) Рн:

 (4.15)





 (4.16)

Рсм- среднесменная мощность

-ущерб есть,

 - ущерба нет

, (4.17)

где tр =100 час – время ремонта одного тр-ра,

ω=0,1 – коэффициент потока отказов

,

 (4.18)

где У0 = 5руб –удельный убыток энергии(или принимать по указанию преподавателя)



17. Определяем приведённые годовые затраты:

, (4.19)

где Ен=0,12÷0,15 – нормативный коэффициент эффективности,





Данные расчета заносим в таблицу 17

Таблица 17 - Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Обозначение | Единицы измерения | I вариант | II вариант |
| 1 | Sрmax | кВА | 201 | 201 |
| 2 | Sнт | кВА | 160 | 250 |
| 3 | n | шт. | 2 | 2 |
| 4 | β |  | 0,63 | 0,4 |
| 5 | Sав | кВА | 224 | 350 |
| 6 | i0 | % | 2,4 | 2,3 |
| 7 | Uкз | % | 4,5 | 4,5 |
| 8 | ΔPт | кВт | 1,6 | 1,8 |
| 9 | ΔQт | кВАр | 9 | 12,5 |
| 10 | Tmax | ч | 5800 | 5800 |
| 11 | τ |  | 4341,6 | 4341,6 |
| 12 | ΔWа | кВт×ч | 6946,6 | 7815 |
| 13 | ΔWр | кВАр×ч | 39074,4 | 54270 |
| 14 | ΔW | кВт×ч | 9291,1 | 11071 |
| 15 | K | руб. | 275000 | 375000 |
| 16 | И1 | руб. | 1319,3 | 15721 |
| 17 | αа+αр | % | 10,3 | 10,3 |
| 18 | И2,3 | руб. | 28325 | 38625 |
| 19 | У | руб. | 206,8 | ― |
| 20 | Затраты | руб. | 82974,8 | 110596 |

Принимаем I вариант с трансформатором ТМ-630/6-10/0,4, т.к. он более выгоден.

### ВЫБОР ПИТАЮЩИХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Электрические сети, выбранные по току нагрузки и расчитанные на нагрев, проверяются на потерю напряжения. Согласно ПУЭ для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более±5%. Для сетей электрического освещения промышленных предприятий и общественных зданий допускаются отклонения напряжения – 2,5 до +5%. Эти требования обусловлены тем, что электрический момент зависит от квадрата подведённого напряжения и его уменьшения ниже допустимого не обеспечит пуск механизмов; в сетях электрического освещения снижение напряжения приводит к резкому снижению светового потока и освещённости на рабочих местах.

Потери энергии при передаче по линии возрастают с увеличением сопротивления линии, которые, в свою очередь, определяются сечением провода: чем больше сечение провода, тем меньше потери. Однако при этом возрастают расходы цветного металла и капитальные затраты на сооружение линии. Чтобы выбрать экономически наиболее целесообразную линию, следует сравнить капитальные затраты и ежегодные эксплуатационные расходы для нескольких линий.

Внутризаводское электроснабжение промышленных предприятий и установок осуществляется в основном с помощью электрических сетей напряжением 6, 10, 35, 110 и 220 кВ.

Внутризаводское электроснабжение промышленных предприятий и установок осуществляется в основном с помощью электрических сетей напряжением 6, 10, 35, 110 и 220 кВ.

Система электроснабжения промышленного предприятия (СЭС), представляющая собой сочетание отдельных элементов, может быть условно разделена на: внешнюю и внутреннюю. К внешней части СЭС относятся питающие сети 6-20 кВ, обеспечивающие подачу электроэнергии на предприятие от точки присоединения к энергосистеме до ГПП. К внутренней части СЭС относятся распределительные сети напряжением до 1 кВ и выше, предназначенные для распределения электроэнергии по территории предприятия и внутри цехов.

Канализация электрической энергии – это распределение электроэнергии с помощью воздушных, кабельных линий и токопроводов от места производства до места потребления. В сетях напряжением выше 1 кВ промышленных предприятий канализация электроэнергии может осуществляться с помощью кабельных и воздушных линий и токопроводов.

Выбор того или иного конструктивного решения электрической сети промышленного предприятия зависит от размещения нагрузок, плотности застройки, ее насыщенности технологическими, сантехническими и транспортными коммуникациями, уровня агрессивности грунтовых вод, степени загрязненности воздуха, района гололедности.

Кабельной линией (КЛ) называется устройство для передачи электроэнергии, состоящее из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями. Гарантийный срок службы кабеля, как правило, не менее 25 лет.

В группу кабелей высокого напряжения входят кабели 6-110 кВ. Такие кабели изготовляются с пластмассовой бумажной пропитанной изоляцией, маслонаполненные и др.

Для внутризаводского электроснабжения промышленных предприятий применяются различные способы прокладки КЛ: в земляных траншеях, в кабельных каналах и туннелях, по эстакадам и галереям.

Когда территория предприятия загружена подземными коммуникациями, приемлемым решением для прокладки большого потока кабелей может явиться надземный способ по открытым эстакадам и закрытым галереям. Надземный способ прокладки обеспечивает хороший отвод теплоты от кабелей благодаря естественной вентиляции, удобство обслуживания.

Расчет ведется аналогично практической работе № 5.

Выбор проводников по экономической плотности тока и по нагреву.

Электрические потребители характеризуются расчётным током, который вызывает нагрев проводов и кабелей, ограничиваемый конструкцией кабеля. Допустимый нагрев жил кабелей и проводников стр. 39, табл. 2.3. Б.Ю. Липкин.

Шины и голые провода 70˚С 70˚С

Кабели с бумажной пропитанной изоляцией:

До 3 кВ 80˚С 80˚С

6квВ 65˚С 65˚С

10 60˚С 60˚С

20 50˚С 50˚С

35 50˚С 50˚С

Кабели и провода с резиновой изоляцией:

Обычной 55˚С 55˚С

Теплостойкой 65˚С 65˚С

Провода с полихлорвиниловой изоляцией 65˚С 65˚С

1. Выбираем воздушные линии ввода. Определяем Imax. Расч:

 (5.1)



Smax- из таблицы 1.

2. Определяем расчётное сечение линии:

, (5.2)



где jэк- максимальная плотность тока, А/мм(стр. 85 [8] )

при числе часов использования максимальной нагрузки в год ≥ 5000 часов, jэк= 1 А/мм.по справочнику[1] стр 85 или смотреть приложение таблица3

Imax- из таблицы. 1.

Принимаем стандартное сечение провода по справочнику[3]таблица 7.10 стр.400 или смотри приложение таблица 32: Fст=185 А/мм

Iдл.доп= 520А- длительный допустимый ток.

3. Выбираем кабель к понижающему трансформатору.

 (5.1)



Определяем расчётное сечение кабеля:

, (5.2)

jэк=1,6 А/мм², кабель с резиновой м пластмассовой изоляцией с жилами, алюминий [1] стр. 85 .

Принимаем стандартное сечение кабеля [1] стр. 43.

Fст=16мм,

Iдл.доп=90А [1] стр. 43.

4. Выбираем кабель к компрессору:

За расчётный максимальный ток принимаем номинальный ток ЭД компрессора:.

 (5.3)



Определяем расчётное сечение кабеля:

 (5.4)

Fст=50мм; Iдл.доп= 175А

5. Выбираем шину распредустройства:.

,

jэк= 1 А/мм.

Принимаем алюминиевую шину стандартным сечением [3]стр.395

Fст=405=200мм²

Iдл.доп=540А.

Таблица 18 - Выбор питающих и распределительных сетей ВН

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип Линии | Imax А | jэк | Fэк | Fст | R0 | X0 | L км | Iдл.доп | ∆U доп | ∆U | Тип проводн. |
| ВЛЭП | 179 | 1 | 179 | 185 | 0,167 | 0,073 | 15 | 520 | 300 | 829 | АС |
| Кабель к комп-  рессору | 75,9 | 1,6 | 47,4 | 50 | 0,62 | 0,083 | 0,05 | 175 | 300 | 142 | АВВГ  350 |
| Кабель к ТР | 19 | 1,6 | 11,9 | 16 | 1,94 | 0,102 | 0,18 | 90 | 300 | 11,3 | АВВГ  316 |
| Шина | 179 | 1 | 179 | 200 | 0,177 | 0,17 | 0,04 | 540 | 300 | 2,6 | Аш 405 |

Проверка проводников по нагреву :

 (5.5)

где tдоп= 65˚C– допустимая температура для провода или кабеля в зависимости от напряжения или конструкции;

tф= 25˚С– фактическая температура окружающей среды;

tр= 15˚С– расчётная температура среды, в которой находтися проводник



Расчёты:

1. ВЛЕП

179 ≤ 520 0,89

179 ≤ 463 А

2. Компрессор

75,9 ≤ 175 0,89

75,9 ≤ 155,8 А

3. ТР понижающий

19 ≤ 90 0,89

19 ≤ 80,1 А

4. Шина

179 ≤ 540 0,89

179 ≤ 481 А

Потери напряжения в линии:

Если известна активная и реактивная нагрузка в линии, то потери напряжения можно определить по формуле:

 (5.6)

1. ВЛЕП



2. К компрессору



3.К понижающему тр-ру:



4. Шина



5. Допустимое напряжение

∆U=

Все данные записываются в таблицу 18



### 

### 1.3.7 ВЫБОР НИЗКОВОЛЬТНОЙ СЕТИ

Электрические сети до 1кВ служат для передачи и распределения электрической энергии к цеховым потребителям промышленных предприятий. Потребители электроэнергии присоединяются через цеховые подстанции и распределительные устройства при помощи защитных и пусковых аппаратов.

Электрические сети промышленных предприятий выполняются внутренними и наружными. Наружные сети напряжением до 1 кВ имеют весьма ограниченное распространение, т. к. на современных промышленных предприятиях электропитание цеховых нагрузок производится от внутрицеховых встроенных или пристроенных трансформаторных подстанций

В качестве основного электрооборудования для внутрицеховых сетей напряжением до 1 кВ применяются: панели распределительные, силовые распределительные шкафы, распределительные пункты, ящики с рубильниками и предохранителями, ящики с блоками выключатель-предохранитель, щитки освещения, плавкие предохранители, магнитные пускатели, контакторы, автоматические выключатели и др.

Щиты, вводные устройства, шкафы, панели, щитки и другие распределительные устройства современных конструкций – это законченные комплектные устройства для приема и распределения электроэнергии, управления и защиты ЭУ от перегрузок и коротких замыканий. В них смонтированы коммутационные и защитные аппараты, измерительные приборы, аппаратура автоматики и вспомогательные устройства (в цехах промышленных предприятий для распределения электроэнергии применяются силовые распределительные шкафы ШР11)

Автоматические воздушные выключатели предназначены для автоматического размыкания электрических сетей при нормальных режимах (КЗ и перегрузках), для редких оперативных переключений (три – пять в час) при нормальных режимах, а также для защиты электрических цепей при недопустимых снижениях напряжения.

Выбор типа проводки, способа её выполнения, а т. же марок провода и кабеля определяется характером окружающей среды, размещением технологического оборудования и источников питания в цехе и другими показателями. При выборе используют данные проектной и производственной практики в соответствии с ПУЭ.

Для защиты от механических повреждений кабели внутри зданий прокладывают в каналах. При этом необходимая защита от механических повреждений обеспечивается перекрытием каналов несгораемыми плитами. Если число кабелей прокладываемых в одном направлении, невелико, то их либо протягивают через трубы, либо прикрывают швеллерным или уголковым железом.

Разновидностью прокладки под полом– модульная прокладка, выполняемая в стальных, полиэтиленовых и винипластовых трубах с выходом труб на колонки, к каждой из которых подключают группу механизмов.

Грунтовая прокладка кабеля является таким способом прокладки, при котором кабель располагается под поверхностью земли. Существуют два варианта грунтовой прокладки. В первом варианте (траншейной прокладки) кабель протягивается внутри полужесткого пластикового кабелепровода или защитного короба, проложенного в траншее под землей, не зависимо от кабеля. Кабелепровод представляет собой сборную многосекционную конструкцию, состоящую из пластиковых труб, соединенных торец в торец Несколько секций трубы выстраиваются между оконечными точками кабельными структурами, после чего в них протягивается кабель. Во втором варианте (прокладке с прямым заглублением) под землей располагается только сам кабель без защитного кабелепровода. Каждый способ имеет свои ограничения в применении и свои достоинства, но притом и другом способе прокладки необходимо контролировать натяжение кабеля и избегать образования на нем петель и изломов. Растяжения кабеля приводит к отклонению его электрических параметров от нормативных значений, а излом и перегиб кабеля становится точкой нерегулярности, в которой резко возрастают потери на отражении.

Открытая прокладка проводов с креплением на роликах, изоляторах, тросах и др. конструкциях является наиболее простой и дешёвой, но не обеспечивает защиты от механических повреждений. Более совершенной является прокладка проводов в лотках и коробках, выпускаемых в виде секций.

Магнитные пускатели предназначены главным образом для дистанционного управления асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором мощностью до 100кВт; для пуска непосредственным подключением к сети и остановки электродвигателя (нереверсивные пускатели); для пуска, останова и реверсаэлектродвигателя (реверсивные пускатели). В исполнении с тепловым реле пускатели также защищают управляемые электродвигатели от перегрузок.

Для защиты внутрицеховых электрических сетей от токов КЗ служат плавкие вставки. Они являются простейшими аппаратами токовой защиты, действие которых основано на перегорании плавкой вставки. При размещении предохранителей в электрической сети обязательным условием является обеспечение селективности их действия. Это значит, что при КЗ на каком-либо участке сети должна перегореть плавкая вставка только этого поврежденного участка.

Наиболее распространены предохранители, применяемыми для защиты электроустановок напряжением до 1кВ, являются:

ПР - предохранитель разборный;

НПН – насыпной предохранитель, неразборный;

ПНР-2 – предохранитель насыпной, разборный.

Шкала номинальных токов предохранителей 15…1000 А.

Выбираем предохранители к отдельным потребителям

Расчет ведется аналогично практической работе №6

Порядок расчёта:

 (7.1) , А (7.2)

где Kп = 5 ÷ 8– коэффициент кратности тока,

Iн – номинальные токи отдельных потребителей, А

,А − для потребителей с лёгкими условиями пуска,

 А − для потребителей с тяжёлыми условиями пуска,

1.Пусковой маслонасос



2.Электрозадвижка



3Вентилятор



4Прочие



.Выбираем предохранители по справочнику [3] табл.6.4 стр.371 или см.приложение таблица36, данные заносим в таблицу.

Таблица 19- Расчетные данные предохранителей.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип потребителя | Iном,  А | Iпуск,  А | Iпл.вст,  А | Тип | Данные предохранителя | |
| Iном,А | Iпл.вст, А |
| Пусковой маслонасос | 5.42 | 32,5 | 20,3 | НПН2 | 63 | 25 |
| Электрозадвижка | 0,7 | 4,3 | 1,7 | НПН2 | 63 | 6 |
| Вентилятор | 5,42 | 32,5 | 13 | НПН2 | 63 | 25 |
| Прочие | 19,3 | 115,8 | 46,2 | НПН2 | 100 | 50 |

По величине тока плавкой вставки потребителя определяем, какое количество потребителей можно подключить к шине ШР, в которой ток не превышает 250 А.

Выбираем ШР из справочника [6] стр.284

Таблица 20- Шкаф силовой распределительный серии ШР 11.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Обозначение | Рубильник на вводе | Число 3-х полюсных групп предохранителей, их Iн, А, на отводящие линиях | Размеры шкафов, мм |
| ШР11-73703 | Р18-353 | 2×63+ 3×100 | 1600×500×300 |
| ШР11-73701 | Р18-353 | 5×63 | 1600×500×300 |
| ШР11-73709 | Р18-373 | 4×63+ 4×100 | 1600×700×300 |
| ШР11-73701 | Р18-353 | 5×63 | 1600×500×300 |

После выбора распределительных шкафов выбираем автоматические выключатели ( АВ).

АВ,не обладая недостатками предохранителей, обеспечивают быструю и надёжную защиту проводов и кабелей как от токов перегрузки, так и от токов короткого замыкания.

Автоматические выключатели выбираются:

Iн.а≥ Iн.р, где

Iн.а− номинальный ток АВ,

Iн.р− номинальный ток расцепителя АВ,

Iн.р≥ Iдл− для линии без ЭД,

Iн.р≥ 1,25 Iр.− для линии с ЭД,

Расчетные и пиковые токи распределительных шкафов :

 (7.3)

 (7.4)

-где m=0,9 – коэффициент одновременности включения.

2.1 ШР1:





2.2 ШР2 :





2.3 ШР3:





2.4 ШР4 :





Длительно- допустимые токи к остальным эл. приёмникам:

 (7.1)

* 1. Сварочный трансформатор



* 1. Подъёмно-транспортное устройство



Соседняя подстанция



* 1. ККУ



* 1. Освещение



* 1. Ввод





По справочнику[6] стр.261 выбираем автоматические выключатели и заносим в таблицу.

Таблица 21 - Технические данные автоматических выключателей

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Оборудование | Iном,  А | Iпуск,А | Автоматический выключатель | | |
| Тип | Iн.авт, А | Iн,расц, А |
| Сварочный тр-р | 101,2 | 101,2 | ВА51-33 | 160 | 125 |
| ПТУ | 130 | 390 | ВА51-37 | 400 | 250 |
| ШР11-73703 | 73,25 | 151,2 | ВА51-33 | 160 | 80 |
| ШР11-73701 | 21,25 | 42,9 | ВА51-31-1 | 100 | 25 |
| ШР11-73709 | 86,8 | 160 | ВА51-33 | 160 | 100 |
| ШР11-73701 | 9,4 | 34,4 | ВА51-33 | 160 | 80 |
| Осветительный щиток | 14 | − | ВА51-25 | 25 | 20 |
| ККУ | 57,7 | − | ВА51-31-1 | 100 | 100 |
| Ввод | 291 | − | ВА53-41 | 400 | 320 |

Выбираем сечение проводников из справочника [6] стр. 115-116):

**; **



|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Iном.п, А | Iдл.доп, А | Марка | Сечения, мм2 |
| Пусковой маслонасос | 5,42 | 29 | АВВГ | 3×2,5 |
| Электрозадвижка | 0,7 | 29 | АВВГ | 3×2,5 |
| Вентилятор | 5,42 | 29 | АВВГ | 3×2,5 |
| Сварочный трансформатор | 101,2 | 115 | ААШВу | 3×25 |
| ПТУ | 130 | 140 | ААШВу | 3×35 |
| ШР11-73703 | 58,6 | 70 | АВВГ | 3×10 |
| ШР11-73701 | 17 | 70 | АВВГ | 3×10 |
| ШР11-73709 | 69,4 | 90 | АВВГ | 3×16 |
| ШР11-73701 | 7,5 | 29 | АВВГ | 3×2,5 |
| ККУ | 57,7 | 70 | 2АВВГ | 3×10 |
| Ввод | 291 | 295 | 3АСБ | 3×120 |
| Осветительный щиток | 14 | 14 | ПВ | 3×2,5 |

Таблица 22 - Расчетные данные проводников

Магнитные пускатели – это трёхполюсный контактор переменного тока, в котором дополнительно встроены два тепловых реле защиты, включённых последовательно в две фазы главной цепи двигателя. Они предназначены для управления трёхфазных АД с КЗР, а также для их защиты от перегрузки.

Выбираем по условию [6] стр. 267-269

Iн≤ Iн.пуск.

Таблица 23- Магнитные пускатели ПМЛ и реле РТЛ.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Оборудование | Iном, А | Магнитный пускатель | | Тепловое реле | |
| Тип | Iном, А | Тип | Iном, А |
| Электрозадвижка | 0,7 | ПМЛ121002 | 10 | РТЛ100504 | 25 |
| Вентилятор | 5,42 | ПМЛ121002 | 10 | РТЛ101204 | 25 |
| Пусковой маслонасос | 5,42 | ПМЛ121002 | 10 | РТЛ101204 | 25 |
| Прочие | 19,3 | ПМЛ221002 | 25 | РТЛ101604 | 25 |

### 1.3.8. РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

В электрических установках могут возникать различные виды коротких замыканий, сопровождающихся резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам короткого замыкания и выбираться с учётом величин этих токов.

Коротким замыканием (КЗ) называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или землей, при котором токи в ветвях электроустановки резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима (ГОСТ 26522-85).

Различают следующие виды замыканий: трёхфазное или симметричное- три фазы соединяются между собой ( 1- 7%), двухфазное- две фазы соединяются между собой без соединения с землёй,однофазное- одна фаза соединяется с нейтралью источника через землю (60- 92 %), двойное замыкание на землю- две фазы соединяются между собой и с землёй.

Причинами КЗ могут быть: механические повреждения изоляции – проколы и разрушения кабелей при земляных работах; поломка фарфоровых изоляторов; падение опор воздушных линий; старение, т.е. износ, изоляции, приводящее постепенно к ухудшению электрических свойств изоляции; увлажнение изоляции; различные набросы на провода воздушных линий; перекрытие фаз животными и птицами; перекрытие между фазами вследствие атмосферных перенапряжений. КЗ может возникнуть при неправильных оперативных переключениях, например, при отключении нагруженной линии разъединителем, когда возникающая дуга перекрывает изоляцию между фазами.

Последствиями коротких замыканий являются резкое увеличение тока в короткозамкнутой цепи и снижение напряжения в отдельных точках системы.

Для уменьшения последствий коротких замыканий необходимо как можно быстрее отключить поврежденный участок, чтодостигается применением быстродействующих выключателей и релейной защиты с минимальной выдержкой времени. Немаловажную роль играют автоматическое регулирование и форсировка возбуждения генераторов, позволяющие поддерживать напряжение в аварийном режиме на необходимом уровне. Все электрические аппараты и токоведущие части электроустановок должны быть выбраны таким образом, чтобы исключалось их разрушение при прохождении по ним наибольших возможных токов КЗ, в связи с чем возникает необходимость расчета этих величину.

Расчет ведется аналогично практической работе №7

Порядок расчёта:

1. Определяем расчетную схему:



Рисунок 6. Расчетная схема цепи ВН

2. Составляем схему замещения:



Рисунок 7. Схема замещения цепи ВН.

3. Принимаем базисные условия, расчёт в относительных единицах:

Sб=100МВА; Uб=1,05×Uн; .

********

4. Находим активные и индуктивные сопротивления из справочника

[3] стр. 421, 428 или смотри приложение таблица 35.

Результат оформить в виде таблицы

Таблица 24- Активные и индуктивные сопротивления проводников

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № точки КЗ | Проводник | R0, Ом/км | X0, Ом/км |
| 1.Шина/ВЛ | Провод | 0,167 | 0,073 |
| 2.Компрессор | Кабель №1 | 0,62 | 0,083 |
| 3.Трансформатор | Кабель №2 | 1,94 | 0,102 |

5. Приводим активные и индуктивные сопротивления элементов схемы замещения к базисным условиям:

 (8.1)

 (8.2)

где L – длина кабеля или шины, км;

X0 – индуктивное сопротивление, Ом/км;

R0 – активное сопротивление, Ом/км.

 

 ,  

6. Определяем результирующее сопротивление до всех точек КЗ:

 (8.3)  (8.4)

 (8.5)

X٭рез1 =2,7о.е.,

X٭рез2=2,7+0,01=2,71о.е.,

X٭рез3=2,7+0,05=2,05о.е.,

R٭рез1=6,3о.е.,

R٭рез2=6,3+0,08=6,38о.е.,

R٭рез3=6,3+0,9=7,2о.е.

Z٭рез1=6,9о.е., Z٭рез2=6,9о.е., Z٭рез3=7,7о.е.

7. Определяем установившийся ток КЗ для каждой точки:

 (8.6)

  

8. Определяем ударный ток КЗ для каждой точки:

 (8.7)

, , 

где Kуд – ударный коэффициент, Kуд=1,8 – для ВЛЭП, Kуд=1,3 – для КЛЭП выше 1000В.

9. Определяем действующий ток КЗ для каждой точки:

 (8.8)

  

На высоковольтной стороне имеются синхронные двигатели,

необходимо учесть подпитку.

10. Определяем ток подпитки:

 (8.9)



11. Определяем токи КЗ с учетом подпитки для каждой точки:

 (8.10)

 (8.11)

 (8.12)

I΄∞1=1,3+40,15=1,9кА, I΄∞2=1,9кА, I΄∞3=1,8кА

i΄уд1=3,3+70,15=4,4кА, i΄уд2= 3,45кА, i΄уд3=3,25кА

I΄д1=2+50,15=2,8кА, I΄уд2=2,1кА, I΄уд3=2,1кА

Результаты заносим в таблицу.

Таблица 25- Данные для расчета токов КЗ на стороне ВН.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № КЗ |  |  |  | Kуд | , кА | , кА | , кА | , кВА | , кА | , кА | , кА |
| 1 | 6,3 | 2,7 | 6,9 | 1,8 | 1,3 | 3,3 | 2 | 19,7 | 1,9 | 4,4 | 2,8 |
| 2 | 6,38 | 2,71 | 6,9 | 1,3 | 1,3 | 2,4 | 1,3 | 19,7 | 1,9 | 3,45 | 2,1 |
| 3 | 7,2 | 2,75 | 7Ю7 | 1,3 | 1,2 | 2,2 | 1,3 | 18,7 | 1,8 | 3,25 | 2,1 |

### 

### 1.3.9 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Расчет ведется аналогично практической работе №9

Условия выбора высоковольтного оборудования приводятся в справочниках. Выбор производится путём сравнения расчётных данных с допустимыми параметрами справочника. Все результаты сравнения заносятся в таблицу.

Таблица 26-. Выбор электрооборудования подстанции.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип оборудования | Условия выбора | Единицы измерения | Технические данные | |
| Расчетные | Паспортные |
| Предохранитель к двигателю | Uр≤Uном | кВ | 6 | 10 |

1.Выбор жёстких шин:1) Fэк≤ Fст,2) Iр ≤ Iдоп, 3) σрасч≤ σдоп, 4) βкβт

σрасч- это расчетное механическое усилие, возникающее на шинах при протекании токов КЗ.

σдоп- допустимое усилие на токоведущей части.

σрасч= (9.1)

σрасч=

- ударный ток КЗ

 – расстояние между изоляторами крепления шин, см

а- расстояние между шинами, см

 - момент сопротивления сечения шины, см3

Если шина расположена плошмя на изоляторе

 (9.2)



Принимаем а – 35 см, –100-130 см.

Принимаем σдоп для следующих шин [1] стр. 246

- Медные МГМ ……………….. 170 при t=300̊С

- Алюминиевые Al …… ... 80 при t=200̊С

- Стальные ………………………190 при t=400̊С

2. Выбор изоляторов:

опорные 1) Uр≤Uном, 2) Fр≤ Fдин;

проходные 1) Uр≤Uном ,2) Fр≤ Fдин, 3) Iр ≤ Iном

Расчетная нагрузка (Н) на опорные изоляторы

 (9.3)



3.Выбор кабелей: 1) по конструкции;

2) Fэк≤ Fст;

3) Iр ≤ Iдоп ;

4) Uр≤Uном;

5) 

 , (9.4)

где Fmin - условие проверки кабеля по термической стойкости;

I∞ - ток КЗ, А

tпр = tов+ tрз, где

tов – собственное время отключения включения (справочная величина) tрз  0,6с

с – постоянная величина, зависящая от материала жилы кабеля:

медные жилы……………. с= 141

алюминиевые жилы …………. с= 85

алюминиевые шины…………… с= 88

медные шины…………………. . с= 171

стальные шины …………………. с= 60

5. Выбор предохранителей:

1) по конструкции и роду установки;

2) Uр≤Uном; 3) Iр ≤ Iном; 4) Iк ≤ Iном.откл- номинальный ток отключения

6.Выбор разъединителей и отделителей:

1) по конструкции;

2) Uр≤Uном; 3) Iр ≤ Iном; 4) iy ≤ iдин; 5) βкβт

iдин – предельный динамический ток по данным аппарата;

βк – тепловой импульс от тока КЗ;

βк = I2кз(tов+ tрз), кА2с, где

βт – расчетный тепловой импульс аппарата,

βт= Iт2tт – допустимый тепловой импульс, где

Iт,кА; tт,с - данные аппарата [3] стр.428

7. Выбор высоковольтных выключателей:

1) Uр≤Uном;

2) Iр ≤ Iном;

3) iy ≤ iпред.сквоз;

4) βкβт;

5) Iк ≤ Iн.откл;

6) Iд ≤ Iпред.сквоз

7. Выбор трансформаторов тока:

1) Uр≤Uном; 2) Iр ≤ Iном;

3) iy ≤ iдин;

4) по конструкции и классу точности;

5) βкβт; 6) Z2 ≤ Z2н - нагрузка вторичной цепи трансформатора.

Таблица 27 –Данные выбранного оборудования

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип оборудования | Условия выбора | Единицы измерения | Данные | |
| Расчетные | Паспортные |
| Высоковольтный(на ввод)  ВВЭ-10-20/ 630УЗ | Uсети≤Uном  Iрасч≤Iном  I∞≤Iном. откл  iуд≤Iпр.скв  βк≤βт | кВ  А  кА  кА  кА2с | 6  179  1,9  4,4  2,4 | 10  630  20  52  1200 |
| Выключатель высоковольтный(на компрессоры)  ВВЭ-10-20/630УЗ | Uсети≤Uном  Iрасч≤Iном  I∞≤Iном. откл  iуд≤Iпр.скв  βк≤βт | кВ  А  кА  кА  кА2с | 6  75,9  1,9  3,45  2,4 | 10  630  20  52  1200 |
| Выключатель высоковольтный(на ПС)  ВВЭ-12-20/630УЗ | Uсети≤Uном  Iрасч≤Iном  I∞≤Iном. откл  iуд≤Iпр.скв  βк≤βт | кВ  А  кА  кА  кА2с | 6  19  1,8  3,25 | 10  630  20  52  1200 |
| Трансформатор тока (на ввод, компрессоры, ПС)  ТПЛК-10 | Uсети≤Uном  Iрасч≤Iном  iуд≤Iэл.дин  βк≤βт | кВ  А  кА  кА2с | 6  179  4,4  2,4 | 10  200  7,4  1200 |
| Трансформатор тока нулевой последовательности  ТНПШ-1У3 | Uсети≤Uном  Iрасч≤Iном  iуд≤Iэл.дин  βк≤βт | кВ  А  кА  кА2с | 6  75,9  3,45  2,4 | 6,3  1750  165  5760 |
| Измерительный трансформатор напряжения  НОМ-10-77У3  НТМИ-10-66У3 | Uсети≤Uном  Uсети≤Uном | кВ  кВ | 6  6 | 10  10 |
| Провод ВЛЭП  2АС(3×95) | Iрасч≤Iэл.дин  Fрасч≤Fст  Fmin≤Fст | А  мм2  мм2 | 179  179  50 | 520  185  185 |
| Кабель на компрессор  2АВВГ(3×35) | Iрасч≤Iдл.доп  Fрасч≤Fст  Fmin≤Fст | А  мм2  мм2 | 75,9  47,4  27,6 | 110  50  50 |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение таблицы 27 | | | | |
| Кабель на ПС  2АВВГ(3×10) | Iрасч≤Iдл.доп  Fрасч≤Fст  Fmin≤Fст | А  мм2  мм2 | 19  11,9  17,2 | 90  16  25 |
| Шина РУ ВН  ША 80×8 a=35см | Iрасч≤Iдл.доп  Fmin≤Fст  Gрасч≤Gдоп | А  мм2  МПа | 179  50  60,3 | 540  200  80 |

### 1.3.10 КОМПОНОВКА ПОДСТАНЦИИ

При компановке оборудования предусматриваются помещения распредустройств ВН, помещения КТП, помещения РУ НН.

­Компоновка КТП в производственных зданиях должна решаться в каждом отдельном случае, исходя из их конструкции, этажа установки, направ­ления трасс внешних кабелей и шинопроводов напряжением до 1 кВ.

Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки выпускаются по виду охлаждения силового трансформатора следующего исполнения: с масляным ox­лаждением, с заполнением негорючим жидким диэлектриком, с воздушным охлаждением (с сухим трансформатором мощностью до 2500 кВ. А). Кроме трансформатора в комплект КТП входят вводной шкаф на напряжение 6-10 кВ и распределительныe комплектные шкафы, при помощи которых можно собрать различные по схеме КРУ напряжением до 1 кВ. КТП бывают одно- и двухтрансформаторными. Они требуют двустоpоннего обслуживания. Однотрансформатор­ные КТП имеют левое и правое исполнения.

На каждой пристроенной и встроенной закрытой подстанции, расположенной по периметру промышленного здания, при установке КТП рекомендуется применять масляные трансформаторы с суммарной мощ­ностью до 6500 кВА, при этом расстояние между разными помещениями КТП не нормируется.

С точки зрения пожарной опасности нормативные документы выдвигают ограни­чения по мощности и количеству КТП только с масляными трансформаторами и при открытой установке их в цехе. Что касается КТП с сухими трансформаторами или трансформаторами с негорючим жидким (твердым) диэлектриком, никаких ограничивающих требований к их установке не предъявляется.

В помещении КТП при необходимости можно устанавливать дpyгoe комплектное электрооборудование напряжением до 1 кВ, например комплектные конденсаторные установки.

Наиболее выгодное (оптимальное) место установки ККУ необходимо определять согласно «Указаниям по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий». Установка ККУ зависит от сети и мощности конденсаторных установок. Если распределительная сеть выполнена только кабельными линиями, ККУ любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой ПС.

При питании от одного трансформатора двух и более магистральных шинопроводов к каждому из них присоединяется только по одной ККУ. ДЛЯ схем с магистральными шинопроводами ККУ единичной мощностью до 400 квар подключаются к сети без дополнительной установки отключающего аппарата (ввиду установки eгo в комплекте ККУ), а при мощности более 400 квар ­ через отключающий аппарат с выполнением требований ПУЭ.

При мощности более 400 квар ККУ рекомендуется подключать к шинам цеховой ПС с использованием соответствующего автоматического выключателя подстанции.

На одиночном магистральном шинопроводе следует предусматривать установку не более двух близких ПО мощности ККУ

В ЗРУ напряжением 10(6) кВ должны устанавливаться шкафы КРУ и ячейки КСО заводского изготовления. Шкафы КРУ, конструкция которых преду­сматривает обслуживание их с одной сто­роны, устанавливаются вплотную к стене, без прохода с задней стороны. Ширина кори­дора обслуживания должна обеспечивать передвижение тележек КРУ; для их ремонта и хранения в помещении РП предусмат­ривается место или специальное помещение. Выходы из помещения РУ выполняются наружу или в другое помещение с несгорае­мыми стенами и перекрытиями, не содержа­щее пожаро- и взрывоопасных материалов, аппаратов и производств, а также в другие отсеки РУ, отделенные от данного отсека дверью с пределом огнестойкости не менее 0,6 ч. Часть РУ, находящаяся в ведении энергоснабжающей организации, отделяется перегородкой или металлической сеткой с дверью, запираемой на замок; такая компо­новка дана на рис. 2.97. [7]

Выключатели, устанавливаемые в РУ 10(6) кВ на внутрицеховых РП, должны быть безмасляными или масломалообъемными.

В основных и вспомогательных поме­щениях РП могут устанавливаться комплект­ные РУ открыто или в отдельных помеще­ниях. При открытой установке РУ напряже­нием до 1 кВ и выше должно быть применено комплектное электрооборудование в испол­нении не менее IP.

Пол внутрицеховой РП должен быть не ниже уровня пола цеха; пол в помещении КРУ с выкатными тележками должен быть рассчитан на их частое перемещение без пов­реждения его поверхности. При установке КРУ в отдельных помещениях ширина про­хода по фасаду должна определяться, исходя из следующих условий: для однорядного исполнения — длина тележки КРУ плюс не менее 0,6 м; для двухрядного исполнения -длина тележки КРУ плюс не менее 0,8 м. Однако во всех случаях ширина прохода должна быть не менее значений, приведен­ных в табл. 2.165 [7].

Сужение прохода напротив выкатывае­мых тележек не допускается. При наличии прохода с задней стороны КРУ (двусто­роннее обслуживание для их осмотра) ширина его должна быть не менее 0,8 м; допускаются отдельные местные сужения не более чем на ОД м.

Высота помещения должна быть не менее высоты КРУ, считая от выступающих частей шкафов, плюс 0,8 м до потолка и 0,3 м до балок. Это требование не распространяется на короба шинных перемычек, связываю­щих шкафы КРУ, и на вводные питающие закрытые токопроводы. Допускается мень­шая высота помещения КРУ, если при этом обеспечиваются удобство и безопасность.

Таблица 28 -Наименьшие допустимые размеры ширины коридоров и проходов в закрытых РУ напряжением 10(6) кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Коридоры и проходы | Ширина при расположении оборудования, м | |
| Одноряд-  ном | Двухряд-  ном |
| 1. Проходы в помещениях РП (некомплектных) напряжением выше 1 кВ:  Управления  Обслуживания  2. Проходы в помещениях с КРУ напряжением 10(6) кВ ста­ционарного и выкатного типа: управления при двухрядном расположении шкафов КРУ с фасадами обоих рядов, обращенными внутрь прохода управления при однорядном расположении шкафов КРУ обслуживания с задней стороны шкафов КРУ  3. Проходы в помещениях сборных камер одностороннего об­служивания серии КСО: при отсутствии комплектных шинных мостов при наличии комплектных шинных мостов на камерах серий КСО с учетом длины моста.  4. Проход снаружи подстанции вдоль ее стен, имеющих двери или вентиляционные отверстия, при отсутствии надобности в транспортировке оборудования в этом проходе | 1,5  1  1,9  0,8  1,5  −  1 | 2;  1,2  2  0,8  2  2  1 |

Допускается местное сужение прохода выступающими строительными конструкциями не более чем на 0,2 м.

.



Рис.7 Компоновка подстанции

### 1.3.11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Релейная защита предназначена для отключения повреждённого участка.

Аппараты релейной защиты — это специальные уст­ройства (реле, контакторы, автоматы и др.), обеспечивающие автоматическое отключение поврежденной части электрической установки или сети. Если повреждение не представляет для установки непосредственной опасности, то релейная защита приводит в действие сигнальные устройства. Для обеспечения надежной работы релейная защита должна:

1) иметь избирательность (селективность), т. е. отключать  
высоковольтными выключателями или автоматами только  
поврежденный участок установки. Время срабатывания защиты  
характеризуется выдержкой времени, обеспечивающей избира­-  
тельность действия защиты. Выдержка времени определяется  
временем действия выключателя поврежденного участка и вре­-  
менем срабатывания защиты;

2) обладать достаточно высокой чувствительностью ко всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а также к изменившимся в связи с этим параметрам нормального режима работы (току, напряжению и др.), что оценивается коэффициентом чувствительности;

3)быть выполнена по наиболее простой схеме с наименьшим числом аппаратов.

Реле, применяемые в релейной защите, классифицируют по следующим признакам:

• по принципу действия — электромагнитные, индукционные, электродинамические, тепловые, электронные, магнитоэлектри­ческие и др.;

• по параметру действия — тока, напряжения, мощности, теп­ловые и др.;

• по способу воздействия на отключение — прямого и косвен­ного действия.

Выбор тока срабатывания защиты:

,

кз=1,3 − коэффициент запаса;

кн= 1,11,2− надёжности;

квоз= 0,80,85− возврата.



, где Ктт= − коэффициент трансформации тока,

Ксх=1− коэффициент схемы



Максимальная токовая защита (МТЗ):

1. Токовая защита





2. Защита от замыкания на землю



3. Защита от асинхронного хода





4. Защита от минимальных напряжений





− коэффициент трансформации напряжения,





Рис.8 Принципиальная схема токовой отсечки и защиты от перегрузки электродвигателя.

Для защиты СД до 5000 кВт используются следующие виды защит:

1. Токовая отсечка с реле , включённым на разность токов фаз. Эта защита работает , при многофазных КЗ двигателей и на его выводах.
2. Максимальная токовая защита работает при перегрузках двигателя.
3. Защита от замыкания на землю,выполняется мксимальной токовой защитой « 0 » последовательности.
4. Зашита от падения напряжения.

5.Защита от асинхронного хода осуществляется при помощи максимальной токовой защиты, для неё устанавливается выдержка времени больше чем время затухания пусковых токов двигателей.

6. Для защиты используется схема с двумя реле включенные на фазные токи КА1, КА2. При междуфазном КЗ замыкаются контакты КА1 или КА2, срабатыает указательное реле КН1, промежуточное реле КL1. Реле КL1 замыкает свой контакт и выдаёт сигнал на отключение выключателя.

Защита от замыкания на землю путём включения реле цепи ТР тока «0»

последовательности действует без выдержки времени ( в схеме не показано).

Зашита от токов перегрузки выполнена как максимальная токовая зашита при помощи реле КА3,которое включено на разность токов 2-х фаз. При срабатывании реле , замыкаются контакты с выдержкой времени КА3 и выдаётся сигнал на отключение кнопки SВ- опробывания защиты.

КА- выходное реле защиты от замыкания на землю в схеме не показано.



Рисунок 9. Схема защиты трансформатора

На рисунке 9 приведена полная схема защиты цехового транс­форматора, питающегося от радиальной кабельной линии с глухим присоединением трансформатора на стороне первичного напряже­ния. На головном участке кабельной линии имеется выкатной вы­ключатель Q, на стороне вторичного напряжения 0,4 кВ имеется автоматический выключатель QF.

Защита трансформаторных подстанций напряжением 6...10/0,4 кВ:

1) максимальная токовая защита;

2) защита от однофазных замыканий на землю;

3) газовая защита для транс­фор­маторов мощностью от 400 кВА и выше.

Схема защиты трансформатора напряжением 6... 10/0,4 кВ: KT1 – МТЗ от перегрузки; KA2, KA3 – то же от междуфазных КЗ; KA4, KA5, KA6, KT2 – МТЗ от внешних КЗ; KA7, KT3 – МТЗ ну­левой последовательности от однофаз­ных КЗ; 1 – на сигнал; 2 – к приборам.

Реле KA1, KT2 – однофазная однорелейная МТЗ трансформатора от перегрузки, действующая на сигнал;

Реле KA2, KA3 – двухфазная двухрелейная защита ТО без выдер­жки времени, установленная со стороны питания, от междуфазных КЗ в трансформаторе, действующая на его отключение;

Реле KA4, KA5, KA6 – двухфазная трехрелейная МТЗ трансформатора от внешних КЗ, установленная со стороны питания (реле KA4, KA5включены на фазные токи, реле KA6 –на сумму фазных токов для повышения надежности срабатывания защиты);

Реле KA7 – МТЗ нулевой последовательности, установленная в ней­трали трансформатора, от однофазных КЗ в цепи напряжением 0,4 кВ; реле KSG газовая защита масляного трансформатора, реагиру­ющая на витковые замыкания, пробои изоляции на корпус и на по­нижение уровня масла, но не реагирующая на КЗ на выводах транс­форматора.

Газовая защита осуществляется газовым реле типа ПГЗ-22. Повреждения внутри трансформатора, вызванные витковыми и междуфазными замыканиями, сопровождаются выделением газа и понижением уровня масла в трансформаторе.



Рисунок. 10. Принципиальная схема защиты линии к конденсаторной установке АС

Защита ККУ: 1) от многофазных КЗ;

2) от токов перегрузки;

3) от повышения напряжения;

4) от замыкания.

Первая защита выполнена по схеме при помощи реле КА1, КА2, включенных на фазные токи трансформаторы ТА1, ТА2.При коротком замыкании получает питание реле КН1, КL1, выдаётся сигнал на отключение выключателя и схему сигнализации о состоянии указателей.

Вторая защита выполняется реле КА3,КА4,КА5. При длительных перегрузках и срабатываний реле срабатывают контакты этих реле, получают питание реле времени КТ1, которое замыкает свои контакты с выдержкой времени в цепи указательного реле КН3 и выдаёт сигнал на отключение выключателя.

Третья защита выполняется при помощи реле КV, к которым подключены шины через ТР напряжения.

Четвёртое реле защиты на схеме не показано. Оно подключается к реле времени ТА2.

### 1.3.12 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

При расчете заземляющего устройства определяются тип заземлителей, их количество и место размещения, а также сечение заземляющих проводников. Этот расчет производится для ожидаемого сопротивления заземляющего устройства в со­ответствии с существующими требованиями ПУЭ.

Грунт, окружающий заземлители, не является однородным. Наличие в нем песка, строительного мусора и грунтовых вод | оказывает большое влияние на сопротивление грунта. Поэтому ПУЭ рекомендуют определять удельное сопротивление р грунта путем непосредственных измерений в том месте, где будут размещаться заземлители.

Полученное путем замеров удельное сопротивление грунта является важнейшей величиной, определяющей сопротивление заземляющего устройства. При этом необходимо учитывать сезонные колебания удельного сопротивления грунта. Весной и осенью оно ниже, чем зимой и летом. Увеличение удельного сопротивления земли в зимнее и сухое летнее время учитывается с помощью коэффициентов повышения. Коэффициент повышения показывает, во сколько раз расчетное удельное сопротивление грунта больше по сравнению с из­меренным в теплое время года (май — октябрь). Величина

Чтобы создать надежный контакт со слоями грунта, не подверженными промерзанию и высыханию, заземлители закла­дываются на глубину порядка 0,7 м (от поверхности земли до верхней части заземлителя).

По форме расположения заземлителей различают *выносные* (или сосредоточенные) и *контурное* заземления.

При выносном заземлении все заземлители сосредоточивают в одном определенном месте, где располагают их на расстоянии

не менее 2,5—3 мм друг от друга. С помощью магистралей заземления

к выносному заземлению присоединяется электро­оборудование.

При контурном заземлении заземлители располагаются по периметру защищаемой территории; при большей величине территории заземлители закладываются также внутри ее. Контурное заземление рекомендуется во всех случаях, а в уста­новках напряжением выше 1000 В оно является обязательным.

Способ размещения заземлителей (в ряд или по контуру) определяется по плану установки. В установках с большими токами замыкания на землю заземлители и полосы связи следует располагать так, чтобы обеспечить по возможности равномерное распределение потенциала на площади, занятой электрооборудованием. Для этого вдоль осей оборудования на глубине 0,5 м прокладывают выравнивающие проводники, которые через каждые 6 м соединяют поперечными проводника­ми. Выравнивание потенциалов предусматривают также у вхо­дов и въездов на территорию предприятия.

Полосовая сталь, применяемая для электрической связи между электродами, является дополнительным заземлением. Ввиду сравнительно большого сопротивления соединительных полос оно мало влияет на общее сопротивление заземляющего устройства. Поэтому в практических расчетах проводимость соединительных полос можно не учитывать (за исключением больших контурных заземлителей).

Расчет :

1. Общее сопротивление естественных заземлителей составляет:

Rест.з= 7 Ом

Удельное сопротивление грунта (в данном случае суглинка), ρ=200 Ом×м;

2. Определяем сопротивление заземляющего устройства:



Принимаем Iз=20 А,

Rз=6,25 Ом

Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом. Принимаем Rз= 4 Ом, при этом необходимо использование искусственных заземлителей.

3.Определяем сопротивление искусственного заземлителя:



4.Для искусственных заземлителей принимаем прутковые электроды диаметром 12 мм и, длиной 5 м, сопротивление которых с учетом сопротивления грунта составляет:

Rпр = 68,1 Ом

5. Определяем общее количество электродов:

n= = 18 шт.,

где =0,43 – коэффициент экранирования при размещении электродов по контуру, а/l=1

6. Определяем сопротивление заземляющего устройства с учетом коэффициента экранирования без учета протяженного заземлителя:

R`и=

Так как R`и(8,8Ом)≤ Rи(9Ом), то число стержней заземлителей из прутков n=18 выбрано правильно и учитывать сопротивление



Рисунок 11. План распределения вертикальных электродов