**Введение**

В настоящее время электрическая энергия является наиболее широко используемой формой энергии. Это обусловлено относительной легкостью ее получения, преобразования, передачи на большое расстояние и распределения между приемниками. Огромную роль в системах электроснабжения играют электрические подстанции — электроустановки, предназначенные для преобразования и распределения электрической энергии.

Развитие сельскохозяйственного производства, создание аграрнопро-мышленных комплексов приводит к необходимости реконструкции и строи-тельству новых электрических сетей в сельской местности, к постоянному повышению их пропускной способности и более высоких требований к на-дeжности электроснабжения. В существующем электроснабжении сельского хозяйства имеются недостатки. Даже животноводческие комплексы, являющиеся потребителями первой категории по надёжности электроснабжения, не все обеспечены резервированием электроснабжения. Одна из причин имеющихся недостатков существующего электроснабжения сельских потребителей – недостаточное оснащение действующих электрических сетей современным оборудованием. Часть действующих сетей имеет недостаточную пропускную способность, поскольку расчётные нагрузки при их проектировании принимались на перспективу 5-10 лет, а находятся они в эксплуатации гораздо большее количество лет.

Тупиковая ПС – это ПС, получающая электроэнергию от одной электроустановки высшего напряжения к ЭУ потребителей с минимальным количеством ступеней промежуточной трансформации и аппаратов.

Подстанции (ПС) предназначены для приёма, преобразования и распределения электроэнергии.

Схема подстанции тесно увязывается с назначением и способом присоединения подстанции к питающей сети и должна:

-обеспечивать надёжность электроснабжения потребителей подстанции и перетоков мощности по межсистемным или магистральным связям в нормальном и в послеаварийном режимах;

-учитывать перспективу развития;

-допускать возможность постепенного расширения РУ всех напряжений;

-учитывать требования противоаварийной автоматики;

Главная схема электрических соединений подстанции является тем основным элементом, который определяет все свойства, особенности и техническую характеристику подстанции в целом. При выборе главной схемы неотъемлемой частью ее построения являются обоснование и выбор параметров оборудования и аппаратуры и рациональная их расстановка в схеме, а также принципиальное решение вопросов защиты, степени автоматизации и эксплуатационного обслуживания подстанции.

**1. Электротехническая часть**

**1.1 Электрический расчет потребителей**

Нагрузка подстанции определяется мощностью потребляемой всеми присоединенными к ее сети электроприемниками и теряемой в электросети. Режим работы электроприемников, зависящий от их назначения и использования, не остается постоянным и изменяется в различные часы суток и месяцы года. Изменяется и потребляемая ими электрическая мощность.

Электрические нагрузки определяют для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов) силовых трансформаторов и преобразователей пропускной способности (нагреву), а также для расчета потерь, отклонений и колебаний напряжения, выбора защиты и компенсирующих устройств.

Режим работы электроприемников, зависящий от их назначения и использования, не остается постоянным и изменяется в различные часы суток и месяцы года. Изменяется и потребляемая ими электрическая мощность.

**1.1.1 Расчёт нагрузки жилых домов**

Все потребители электроэнергии города делятся на следующие группы: потребители селитебных зон города, промышленные потребители, коммунальные потребители общегородского значения (водопровод, канализация и т.д.), потребители районов, прилегающих к городу.

Наибольшее относительное потребление реактивной мощности в коммунально–бытовом секторе наблюдается в ночное время, когда работают газоразрядные лампы наружного освещения и дежурного освещения общественных зданий. Потребление электрической энергии во времени отражается суточными, сезонными и годовыми графиками нагрузки.

Расчётную активную нагрузку квартир, приведённую к вводу жилого дома, линии или к шинам напряжением 0,38 кВ трансформаторной подстанции, следует определять по формуле:

Pкв = pкв.удn (1.1)

где pкв.уд – удельная расчётная нагрузка электроприёмников квартир

(домов), присоединённых к вводу жилого дома, линии, трансформаторной подстанции кВт / квартиру;

n – число квартир, присоединенных к элементу сети.

Для любого климатического района pкв.уд определяется по данным таблицы 2-7 [2,с34], для числа квартир, не указанного в таблице, - путём интерпретации. Расчётную активную нагрузку силовых электроприёмников, приведённую к вводу жилого дома, линии или к шинам напряжением 0,38кВ трансформаторной подстанции, следует определять с учётом коэффициентов спроса, т.е. отношения расчётной активной нагрузки Рмакс к номинальной мощности электроприёмника Р н по формуле:

К с = Р макс / Р н (1.2)

Расчётная нагрузка лифтовых установок жилого дома определяется по формуле:

 Р л = К с∑ Рл i (1.3)

где Кс – коэффициент спроса, определяемый по таблице 2-8 N л-число лифтовых установок, питаемых на линии; Рл I – установленная мощность электродвигателей I –го лифта, кВт.

Нагрузка электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств Рдв определяется по их установленной мощности с учётом коэффициента спроса Кс =0,7. Мощность резервных электродвигателей, а также электроприёмников противопожарных устройств при расчёте электрических нагрузок не учитывается.

В целом расчётная нагрузка жилого дома равна:

Р ж д = Р кв + 0,9 Р с (1.4)

При определение полных нагрузок квартир и силовых электро приёмников следует пользоваться расчётными коэффициентами мощности. Так, полная расчётная мощность жилого дома составит:

S ж д = (Pкв / cosφкв) + 0,9 ((Рл / cosφл) + (Рдв/ cosφдв)) (1.5)

При этом коэффициент мощности для квартир с электроплитами cos φ= 0,98, для квартир с плитами на газе или твёрдом топливе cos φ= 0,96, хозяйственных насосов, вентиляторов и санитарно-технических устройств cos φ= 0,85, лифтов cos φ= 0,6.

При ориентировочных расчётах расчётную активную нагрузку жилых домов микрорайона или квартала можно определять по удельным расчётным нагрузкам жилых домов Руд.ж.д, приведённых к шинам 0,38кВ трансформаторных пунктов, в частности по формуле:

Рж.д=10-3 Р уд.ж.дF (1.6)

где F-полезная площадь жилых домов, подключённых к шинам напряжением 0,38кВ трансформаторного пункта, м2 .

Значения удельных нагрузок жилых домов приведены в таблице 2-9 [2, c 36].Они включают в себя нагрузки систем отопления, горячего водоснабжения и подкачки водопровода, установленных в центральных тепловых пунктах или индивидуального в каждом доме, а также нагрузки лифтов и наружного освещения территории микрорайонов и не учитывают нагрузки электроотопления, электронагрева и бытовых кондиционеров воздуха. Удельные нагрузки определены, исходя из средней полезной площади квартир, равной 50м2, и относится как к первой очереди строительства, так и к расчётному сроку. При определении полной расчетной нагрузки жилых домов учитывается коэффициент мощности, приведенный в таблице 2-10 [2, c 36]

**1.1.2 Нагрузка распределительных сетей**

Потребители размещаются на территории города произвольно, поэтому отдельные элементы электрических сетей могут использоваться для совместного питания. Расчётная нагрузка таких элементов находится путём совмещения графиков нагрузок соответствующих потребителей. Допускается расчётную нагрузку элементов определять суммированием максимальных нагрузок присоединенных потребителей учётом разновремённости наступления максимумов их нагрузки, путём введения соответствующих коэффициентов участия в общем максимуме нагрузки. Произведем расчет мощности трансформаторных пунктов питающих потребителей на напряжение 0,4 кВ. На территории поселка предусмотрена установка 4 трансформаторных пунктов (ТП). ТП-1 питает 9 жилых одноэтажных домов на два хозяина, поэтому при расчете условно принимаем 18 жилых домов. Также от ТП запитан магазин, активная мощность рассчитывается по таблице 2.7 [2, c 40] Расчет произведем по формулам (1.1) и (1.5):

РКВ=18\*10,8=196 кВт,

SЖД = 196/0,98=200 кВ\*А,

РМ=0,5\*15=7,5 кВт,

SМ =7,5\*0,9=8,3 кВ\*А,

S =200+8,3=208,3 кВ\*А.

**1.1.3 Построение распределительных сетей 6/0,4 кВ**

Рассмотрим две различные конфигурации распределительной сети петлевую и двухлучевую. Распределительная сеть, сооружаемая на территории города, представляет собой совокупность распределительной сети 6 кВ, трансформаторных подстанций и распределительной сети 0,38 кВ.

Рассмотрим петлевую схему распределительных сетей представленную на рисунке 1.2. По мере роста требований к надежности электроснабжения потребителей в сетях стали предусматриваться резервные элементы. Наиболее естественным явился переход к двухстороннему питанию ТП и потребителей. В результате была разработана так называемая петлевая схема построения распределительных сетей. Отмечаются две разновидности петлевых сетей. Первая представляет собой сеть напряжением 0,38 кВ с распределительными линиями одностороннего питания в сочетании с петлевыми линиями 6 кВ.

Петлевой называется линия, в которой возможно двойное питание. Эта схема может работать по разомкнутой схеме. При выполнении сети 6-10 кВ воздушными линиями допускается одностороннее питание ТП. Резерв трансформаторной мощности в ТП не предусматривается, то есть устанавливается один трансформатор.

Рассмотрим построение петлевой сети её достоинства и недостатки. В нормальном режиме все элементы сети находятся в исправном состоянии. Распределительные линии 6-10 кВ питаются от фидеров №4 и№11, за счет этого создается возможность двухстороннего питания каждой ТП. Из рисунка также видно, что распределительные линии 0,38 кВ, питающие приемники II категории (линии а и б), выполняются петлевыми. Для приемников III категории (линии в) предусматриваются концевые вводы. Осуществление двухстороннего питания возможно разными способами. Например, для питания потребителя а1 предусматриваются два ввода от ТП1. Питание потребителей б1,б2,б3, и б4 осуществляется по петлевой линии Л3 и Л3\, опирающейся на ТП1 и ТП2. Петлевые линии 0,38 кВ содержат специальное распределительное устройство, так называемый соединительный пункт С1 и С2 .

В нормальном режиме распределительная сеть 0,38 кВ работает с расключением в соединительных пунктах, в результате чего каждый трансформатор питает определённый район сети 0,38 кВ.

В аварийном режиме при выходе из строя одной ТП или линии питающей ТП, нагрузка двух районов может прийти на одну ТП. Исходя из этого мощность каждого трансформатора на ТП, следует выбирать с учетом резервирования на случай питания потребителей, присоединенных к линиям

Рассмотрим многолучевую схему распределительных сетей

представленную на рисунке 1.3. Наиболее распространенной является схема двухлучевая схема сети с устройством АВР при напряжении 6-10 кВ или 0,38 кВ. При этом в ТП устанавливается два трансформатора питаемых от двух различных линий и АВР на напряжение 0,38 кВ. Каждая ТП питает свой участок сети, резерв производится за счет установки двух трансформаторов и АВР.

Обе схемы обладают достаточной надежностью. Первая схема является более экономичной за счет установки в ТП одного трансформатора, поэтому выбираем первую схему распределительных сетей. Окончательный вывод будет сделан после технико-экономического сравнения вариантов схем распределительных сетей.

**1.1.4 Выбор номинальной мощности трансформаторов трансформаторных пунктов**

По мощности потребителей произведем выбор мощности трансформаторов устанавливаемых на ТП по условию аварийной перегрузки, с учетом резервирования соседнего участка сети по формуле:

SТР= (1.7)

SМАХ=208,3 =430,5 кВ\*А.

Тогда номинальная мощность одного трансформатора будет равна:

Sном=430,5 /\*1,4=307,5 кВ\*А.

что соответствует перегрузу трансформатора на 40%.

По расчетной номинальной мощности трансформатора, выбираем

номинальную мощность трансформатора:

Sном=400 кВ\*А.

**1.2 Выбор схемы подстанции**

Главная схема электрических соединений подстанции — это совокупность основного электрооборудования (трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальной схемы электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и так далее.

Принципиальная схема подстанции 110/6 представлена на рис. 1.4.

При выборе схемы электроустановок должны учитываться различные факторы: значение и роль подстанции для энергосистемы; положение подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей; категория потребителей по степени надежности электроснабжения; перспектива расширения подстанции и прилегающего участка сети. Из всего комплекса условий, влияющих на выбор главной схемы подстанции, можно выделить основные требования:

- надежность электроснабжения потребителей;

- приспособленность к проведению ремонтных работ;

- оперативная гибкость электрической схемы;

- экономическая целесообразность.

Подстанция получает питание по линии 110 кВ, присоединяется к

На подстанции применена широко используемая сегодня для тупиковых подстанций упрощенная схема с отделителями и короткозамыкателями со стороны высшего напряжения. Отказ от установки выключателя (маслянного или воздушного) дает экономию капитальных и эксплуатационных затрат, сокращает сроки сооружения, сокращается численность персонала по ремонту и эксплуатации. Вместо выключателя на стороне высшего напряжения установлен короткозамыкактели и отделители, и отключение питающей лини происходит посредством срабатывания головного выключателя. Подстанция имеет две секции шин по 6 кВ. Из ЗРУ по кабельным линиям 6 кВ электрическая энергия передается потребителям. Для распределения энергии по кабельным линиям 6 используется радиальная схема.

Радиальная схема выбрана по ряду причин: потребители электроэнергии размещены в разных направлениях от подстанции; радиальная схема более надежна по сравнению с магистральной схемой; в данной схеме электрическая энергия передается прямо к приемникам, без ответвлений на пути для питания других потребителей.

Каждый из двух трансформаторов питает свои секции шины 6 с одним выключателем на цепь. Шины соединены секционным выключателем. Эта схема выбрана из-за того, что к шинам присоединено большое количество приемников, а также учитывается необходимость сто процентного резервирования. Обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном распределении всех присоединений.

В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен, каждый трансформатор питает свою секцию шин. При выходе из строя одного из трансформаторов, он отключается, срабатывает секционный выключатель, питание всех потребителей производится через второй трансформатор. Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы. Однако эта схема имеет свои недостатки. Так повреждение шиносоединительного выключателя равноценно короткому замыканию на обеих системах шин, то есть приводит к отключению всех присоединений.

**1.3 Выбора числа и мощности трансформаторов**

Трансформаторы относятся к основному оборудованию подстанции и правильный технически и экономически обоснованный выбор их типа, числа и мощности необходим для рационального электроснабжения потребителей электрической энергией.

Выбор трансформаторов заключается в определении их числа, типа и номинальной мощности. К основным параметрам трансформатора относятся номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение короткого замыкания; ток холостого хода; потери холостого хода и короткого замыкания.

На подстанции принято решение об установке двух трансформаторов одинаковой мощности по простой, надежной и экономичной схеме с отделителями и короткозамыкателями на стороне высшего напряжения без выключателей на это напряжение. Перед началом расчета требуется определить категорию электроприемников, получающих питание от подстанции. Подстанция осуществляет электроснабжение приемников первой и второй категории, перебои в электроснабжении которых недопустимо. В связи с этим при выборе типа и числа трансформаторов необходимо учитывать надежность электроснабжения и возможность резервирования. Надежность электроснабжения обеспечивается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. Такое решение отвечает требованиям по надежности электроснабжения. Для проверки правильности принятого решения в главе 3 проведем расчет, основанный на технико-экономическом сравнении двух вариантов.

При возникновении повреждений или выводе одного трансформатора в ремонт, оставшийся должен обеспечивать потребляемую потребителями мощность. Покрытие может осуществляться не только за счет использования номинальной мощности трансформаторов, но и за счет их перегрузочной способности (в целях уменьшения установочной мощности трансформаторов).

При проектировании определение типа и мощности трансформаторов проводится на основе технико-экономических расчетов, для оценки правильности принятого решения по установке двух трансформаторов.

Максимальная полная расчетная мощность приемников, запитанных от выбираемых трансформаторов взятая из годового графика нагрузки равна 10357кВ⋅А.

Средняя расчетная полная мощность приемников равна 10132 кВ⋅А.

Так как подстанция снабжает электроэнергией потребителей первой и второй категории и учитывая необходимость 100%-ного резервирования, номинальная мощность одного трансформатора из двух рассматриваемых

равна:

 (1.8)

 кВ⋅А.

Сравним два варианта установки двух трансформаторов. Из справочника [3] выбираем два двухфазных трансформатора типа ТДТН-6300/110 и двухфазных трансформаторов ТДНТ –10000/110. Паспортные данные представлены в табл. 1.4 и 1.5.

Таблица 1.4-Паспортные данные первого варианта трансформатора

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип трансформатора | Uвн,кВ | Uнн,кВ | n, шт.  | DРхх,кВт | DРкз,кВт | Iхх,% | Uкз,% |
| ТД–6300/110 | 35 | 6,6 | 2 | 50 | 230 | 0,9 | 10,5 |

Таблица 1.5-Паспортные данные второго варианта трансформатора

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип трансформатора | Uвн,кВ | Uнн,кВ | n, шт.  | DРхх,кВт | DРкз,кВт | Iхх,% | Uкз,% |
| ТМН–10000/35 | 38,5 | 6,6 | 2 | 36 | 145 | 1 | 10,5 |

Мощность трансформаторов необходимо определять с учетом его перегрузочной способности. Систематическая перегрузочная способность можно характеризовать коэффициентом заполнения графика нагрузки.

Коэффициент заполнения графика нагрузки

 (1.9)



Допустимая перегрузка трансформатора в часы максимума равна:

 (1.10)

 кВ⋅А ,

 кВ⋅А

Тогда коэффициент загрузки определяется

1.11)





Определяем коэффициент допустимой перегрузки *мл* трансформатора

зимой по формуле:

мл = 1 – кз.т. (1.12)

мл1 = 1 – кз.т.1. = 1 – 0,52 = 0,48 ,

мл2 = 1 – кз.т.2. = 1 – 0,45 = 0,55

Перегрузка не должна превышать 15%, поэтому примем *мл=*0,15. Суммарный коэффициент кратности допустимой перегрузки равен

 (1.13)

,



Допустимая перегрузка на трансформаторы с учетом допустимой систематической перегрузки в номинальном режиме равна:

 (1.14)

 кВ⋅А;

 кВ⋅А

Сравнивая полученные данные можно сделать вывод, что оба варианта обеспечивают требуемой мощностью потребителей, оба варианта обеспечивают требуемую надежность в соответствии с категорией потребителей электрической энергии. Установка трансформаторов по второму варианту обеспечит большую мощность. Но в нашем случае это не является необходимым, так как подстанции работает с недогрузкой

Мы по инженерным соображениям примем к установке более мощный трансформатор, с учетом развития сети и увеличения нагрузки в дальнейшем.

Выбираем трансформатор ТДТН-10000/35

Окончательный вывод по выбору типа трансформатора следует сделать после проведения экономического расчета, который представлен в главе3.

**1.4 Определение токов короткого замыкания**

Коротким замыканием (КЗ) называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а в системах с изолированной нейтралью также замыкание фаз на землю. Такой режим является самым тяжелым для элементов системы. И именно по нему производят выбор и проверку электрооборудования подстанции.

При коротких замыканиях токи в фазах увеличиваются, а напряжение снижается. Как правило, в месте К.З. возникает электрическая дуга, которая вместе с сопротивлением пути тока образует переходное сопротивление. Непосредственное К.З. без переходного сопротивления в месте повреждения называется металлическим К.З. Пренебрежение переходным сопротивлением значительно упрощает расчет и дает максимально возможное при одних и тех же исходных условиях значения тока К.З. для выбора аппаратуры необходим именно этот расчет.

При расчете токов К.З. примем следующие допущения: - не учитываются емкости, а следовательно и емкостные токи в кабельной линии; - трехфазная цепь считается симметричной, сопротивления фаз равными друг другу; - отсутствует насыщение стали электрических машин - не учитываются токи намагничивания трансформаторов; - не учитывается сдвиг по фазе э.д.с. различных источников питания, входящих в расчетную схему; - не учитывается влияние регулирования коэффициента трансформации силовых трансформаторов на величину напряжения короткого замыкания (UКЗ%) этих трансформаторов;

- не учитываются переходные сопротивления в месте короткого замыкания.

Указанные допущения приводят к незначительному преувеличению токов короткого замыкания (погрешность не превышает 10%, что допустимо)[3]. Расчетная схема подстанции приведена на рисунке 1.5. На расчетной схеме в однолинейном изображении указаны источники питания (в данном случае энергосистема) и элементы сети (линии электропередач, трансформаторы), связывающие источники питания с точками К.З.; а так же параметры всех элементов, необходимых для расчета токов К.З. Схему замещения подстанции для расчета тока короткого замыкания рисунке 1.6 составляют по расчетной схеме. Для этого все элементы схемы заменяются соответствующими сопротивлениями В целях упрощения расчета для каждой электрической ступени в расчетной схеме вместо ее действительного напряжения на шинах указано низкое напряжение UНН *,* кВ.

Наибольшие токи К.З. в нашей схеме могут возникнуть при отключенных секционных выключателях. Рассмотрим этот режим, определим токи К.З. в точках К-1, К-2. Ток К.З. в точке К-3 определяется на шинах 0,38 кВ ТП.

Для расчета токов короткого замыкания в точках К-1, К-2, К-3 необходимо определить индуктивные сопротивления всех элементов схемы. Определим сопротивления всех элементов схемы рисунков 1.5 и 1.6, приведем их к базисному напряжению 115 кВ

Данные для расчета токов К.З.

UH = 110 кВ,

Sб = 100 МВА,

Sк = 630 МВА,

Х0 = 0.4 Ом/км, L = 20 км;

UH = 110 кВ,

Sн = 6,3 МВА.

Расчет сопротивлений элементов схемы произведем по формулам:

 (1.15)

 (1.16)

 (1.17)

Расчет сопротивлений элементов схемы:

,

,

Произведем расчет токов короткого замыкания в точке К1 по формулам: (1.18)

 (1.19)

 (1.20)

,

Мощность в точке короткого замыкания:

 (1.21)

Найдем ударный ток в точке К1 по формуле:

 (1.22)

Куд=1,8 2

Произведем расчет токов короткого замыкания в точке К2 по формулам:

 (1.23)

 (1.24)

 (1.25)

Произведем расчет токов короткого замыкания:

,

,



Мощность в точке короткого замыкания:

 (1.26)

Найдем ударный ток в точке К2 по формуле (1.35):

Куд=1,92

Расчет максимального тока произведем по формуле:

1.27)

Imax=0.8\*10132/\*110=43,3 кА

Расчеты устойчивого, ударного токов короткого замыкания и мощности короткого замыкания в точках К1, К2 приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7–Расчетные токи К.З.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Uн, кВ | Та | Куд | I(3)к, кА | iуд, кА | Sк, МВА |
| К1 | 110 | 0,05 | 1,8 | 5,82 | 14,8 | 116,3 |
| К2 | 6,3 | 0,03 | 1,65 | 1,8 | 3,6 | 32,7 |

**1.5 Выбор электрооборудования подстанции**

**1.5.1 Выбор токоведущих частей**

Произведем выбор токоведущих частей. Подстанция получает питание по воздушной двухцепной линии электропередач 110 кВ. При выборе сечения проводов необходимо учитывать ряд технических и экономических факторов:

- нагрев от длительного выделения тепла рабочим током;

- нагрев от кратковременного выделения тепла током К.З.;

- падение напряжения в проводах воздушной линии от проходящего тока в нормальном и аварийном режимах;

- механическая прочность — устойчивость к механической нагрузке (собственный вес, гололед, ветер);

- коронирование — фактор, зависящий от величины применяемого напряжения, сечения провода и свойств окружающей среды.

Расчет проводов для линий электропередач 110 кВ проведем по экономии-ческой плотности тока *jэк* [3.]. При расчете по экономической плотности тока сечение проводов выбирается по выражению

 (1.28)

где *jэк* = 1,4 А/мм2- экономическая плотность тока.

Тогда, по (1.5) для линии электропередач 110 кВ сечение равно:

 мм2

По полученным значениям выбираем марку провода. Для двухцепной линии напряжением 110 кВ выбираем номинальное сечение провода и марку:

АС –95 Для окончательного обоснования выбора данной марки провода необходимо проверить по допустимой потере напряжения.

 (1.29)

 (1.30)

 (1.31)

 (1.32)

 (1.33)

где P- активная мощность, кВт; Q- реактивная мощность, кВар; R-активное сопротивление линии, Ом/км; X-индуктивное сопротивление линии, Ом/км; U – напряжение сети, кВ.

Используя формулу (1.42) определяем потерю напряжения для линии:

 В

Определим допустимую потерю напряжения в линии. Допускается потеря напряжения в линии не более 7%:

 (1.34)

Допустимая потеря напряжения в линии:

 %

Как видно из расчета рассчитанное значение потерь напряжения в линии намного меньше допустимых потерь напряжения, это объясняется малой длиной линии, следовательно, данный провод подходит.

**1.5.2 Выбор выключателей**

Комплектные распределительные устройства (КРУ) предназначены для приёма и распределения электроэнергии трёхфазного переменного тока промышленной частоты, состоят из набора типовых шкафов в металлической оболочке. В шкафы комплектного распределительного устройства встраивают выключатели, трансформаторы напряжения, разрядники.

Выбор выключателей производится по следующим условиям: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по электродинамической стойкости, по термической стойкости. Формулы для расчетов приведены ниже:

Uуст ≤ Uн (1.35)

 Iр ≤ Iн (1.36)

Iмакс ≤ Iн (1.37)

Iк ≤ Iотк.н. (1.38)

iуд. ≤ iдин (1.39)

Вк ≤ I2тер · tтер (1.40)

Параметры выбора разъединителей, отделителей и короткозамыкателей на напряжение 110 кВ сведены в таблицу 1.8.

Таблица 1.8- Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Выбор обо-рудования | Условие выбора  | Расч. параметр эл. цепи | Каталожные данные оборудования |
| Короткоза-мыкатели | Uном, с Ј Uном  | Uном, с, кВ | 110 | Uном, кВ | 110 |
| Iу, с Ј Iу | Iу, с, кА | 37 | Iу, с, кА | 51 |
| Вк Ј I2терЧ tтер | Вк, кАЧс | 11 | Iтер, кА | 12,5/3 |
| Отделители | Uном, с Ј Uном  | Uном, с, кВ | 110 | Uном, кВ | 110 |
| Iном, с Ј Iном | Iном, с, А | 181 | Iном, А | 630 |
| Iу, с Ј Iу | Iу, с, кА | 37 | Iу, с, кА | 80 |
| Вк Ј I2терЧ tтер | Вк, кАЧс | 11 | Iтер, кА | 31,5/3 |
| Разъеде-нители | Uном. с Ј Uном  | Uном. с, кВ | 110 | Uном, кВ | 110 |
| Iном, с Ј Iном | Iном, с, А | 181 | Iном, А | 1000 |
| Iп, с Ј Iп | Iп, с, кА | 12 | Iп, кА | 31,5 |
| Iу, с Ј Iу | Iу, с, кА | 37 | Iу, с, кА | 80 |
| Вк Ј I2терЧ tтер | Bк, кАЧс | 9 | Iтер, кА | 31,5/4 |

Выбираем электрооборудование: РЛНД – 1 – 110У – 100, ОД – 110 – 330, КЗ– 110.

Результаты выбора выключателей в КРУ сведем в таблицу 1.9

Таблица 1.9- Выбор выключателей на отходящих линиях

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Условия выбора | Расчетные данные | Каталожные данные |
| Uуст ≤ Uн  | Uуст = 6,3кВ, кВ | Uн =10, кВ |
| Iр ≤ Iн | Iр = 15,9 , А | Iн = 160, А |
| Iк ≤ Iотк.н. | Iк=1,8, кА | Iотк.н. =20, кА |
| iуд. ≤ iдин | iуд. =20,5, кА | iдин = 52, кА |
| Вк ≤ I2тер \* tтер | Вк , кА2\* с | I2тер \* tтер , кА2 \*с  |

Выбираем выключатель ВМПЭ – 10 – 160-20, встроенный в КРУ

**1.5.3 Выбор трансформатора тока**

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле.

Таблица 1.10-Приборы на стороне НН

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Прибор | Тип | S прибора [B⋅A] |
| Амперметр | Э-377 | 0.1 |
| Ваттметр | Д-305 | 0.5 |
| Варметр | Д-305 | 0.5 |
| Счетчик активной энергии | И 672М | 5 |
| Счетчик реактивной энергии | И 673М | 5 |

Произведем расчет активного сопротивления по формуле :

 (1.41)

где Iн – вторичный ток прибора; SΣпр – мощность, потребляемая приборами;

Полное сопротивление проводов:

Проводимость определим по формуле:

 (1.42)

По условию прочности сечения жил 4.3<6

Выбор трансформатора тока на сторону 6кВ занесены в таблицу 1.11.

Таблица 1.11-Выбор трансформатора тока

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Условие выбора | Расч. значение | Ном.значение |
| Uном, кВ | Uн ≥ Up | 6 | 6,3 |
| Iном, А | Iн ≥ Ip | 70,9 | 300  |
| Эл. стойкость, кА | Kэд/2⋅I1ном≥ iуд | 27,8 | 120 |
| Вторичная нагрузка | Zном  | 0,65 | 1,1 |

Выбираем трансформатор тока ТШЛ – 10, встроенный в КРУН

Приборы на стороне ВН: Амперметр Э-377 мощность прибора S пр= 0,2B⋅A Произведем расчет активного сопротивления:

Полное сопротивление проводов:

Проводимость:

По условию прочности сечения жил 2,6<6

Выбор трансформатора тока на сторону 110 кВ занесены в таблицу 1.12

Таблица 1.12 –Выбор трансформатора тока

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Условие выбора | Расч. значение | Ном.значение |
| Uном, кВ | Uн ≥ Up | 110 | 110 |
| Iном, А | Iн ≥ Ip | 134,4 | 300 |
| Эл. стойкость, кА | Kэд/2⋅I1ном≥ iуд | 14,8 | 150 |
| Вторичная нагрузка | Zном  | 0,99 | 1,1 |

Выбираем трансформатор тока ТВТ – 110-300/5, класса точности 0.5

**1.5.4 Выбор трансформатора напряжения**

Трансформатор напряжения предназначен для уменьшения первичного напряжения до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле. Приборы присоединенные к трансформатору напряжения в таблице 1.13.

Таблица 1.13 -Приборы присоединенные к трансформатору напряжения:

|  |  |
| --- | --- |
| Прибор | Тип |
| Вольтметр | Э-377 |
| Ваттметр | Д-305 |
| Варметр | Д-305 |
| Счетчик активной энергии | И 672М |
| Счетчик реактивной энергии | И 673М |

Суммарная мощность приборов: SΣ = 25 В\*А

Данные выбора трансформатора напряжения занесены в таблицу 1.14

Таблица 1.14 –Выбор трансформатора напряжения

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Ус.выбора | Ном.значение | Расч.зн. |
| Uном, кВ | Uн ≥ Up | 10 | 6,3 |
| Вторичная нагрузка | Sном ≥ S2Σ | 110 | 25 |

Выбираем трансформатор напряжения НТМИ – 10 – 66 УЗ:

Н – трансформатор напряжения;

Т – трехфазный;

М – с естественным масляным охлаждением;

И – для измерительных цепей;

0,5 – класс точности;

**1.6 Релейная защита**

**1.6.1 Общие сведения. Назначение релейной защиты**

В энергетических системах могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы электрооборудования электростанций и подстанций, их распределительных устройств, линий электропередачи и электроустановок потребителей электрической энергии. Повреждения в большинстве случаев сопровождаются значительным увеличением тока и глубоким понижением напряжения в элементах энергосистемы. Повышенный ток выделяет большое количество тепла, вызывающее разрушения в месте повреждения и опасный нагрев неповрежденных линий и оборудования, по которым этот ток проходит. Понижение напряжения нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и устойчивость параллельной работы генераторов и энергосистемы в целом.

Ненормальные режимы обычно приводят к отклонению величин напряжения, тока и частоты от допустимых значений. При понижении частоты и напряжения создается опасность нарушения нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистемы, а повышение напряжения и тока угрожает повреждением оборудования и линий электропередачи. Таким образом, повреждения нарушают работу энергосистемы и потребителей электроэнергии, а ненормальные режимы создают возможность возникновения повреждений или расстройства работы энергосистемы.

Для обеспечения нормальной работы энергетической системы и потребителей электроэнергии необходимо как можно быстрее выявлять и отделять место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая таким путем ненормальные условия их работы и прекращая разрушения в месте повреждения. Поэтому возникает необходимость в создании и применении автоматических устройств, выполняющих указанные операции и защищающих систему и ее элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов. Первоначально в качестве подобной защиты применялись плавкие предохранители. Затем были созданы защитные устройства, выполняемые при помощи специальных автоматов — реле, получившие название релейной защиты.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная и надежная работа современных энергетических систем. Она осуществляет непрерывный контроль за состоянием и режимом работы всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений защита выявляет и отключает от системы поврежденный участок, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения. При возникновении ненормальных режимов защита выявляет их и в зависимости от характера нарушения производит операции, необходимые для восстановления нормального режима, или подает сигнал дежурному персоналу.

**1.6.2 Токовая защита**

Защита, для которой воздействующей величиной является ток, называется токовой защитой. Этот вид защиты в системах электроснабжения получил наибольшее распространение. Первыми токовыми защитами были плавкие предохранители. Суть защиты плавким предохранителем заключается в том, что при протекании большого тока плавкая вставка разрушается и цепь разрывается. В токовых защитах применяются электромагнитные реле максимального и минимального тока. Реле максимального тока действует при превышении воздействующей величины тока срабатывания реле, а реле минимального тока — при снижении воздействующей величины менее тока срабатывания реле. Токовые защиты делятся на максимальные токовые защиты и токовые отсечки. Токовая отсечка — это защита, которая срабатывает мгновенно.

**1.6.3 Токовая направленная защита**

Направленной называется защита, которая действует при определенном направлении мощности короткого замыкания. Данный вид защиты применяется в сетях с двухсторонним питанием. Защита в этих сетях должна не только реагировать на появление тока короткого замыкания, но для обеспечения селективности должна также учитывать направление мощности короткого замыкания в защищаемой линии или, иначе говоря, фазу тока в линии относительно напряжения на шинах. Направление мощности короткого замыкания, проходящей по линии, характеризует, где возникло повреждение: на защищаемой линии или на других присоединениях, отходящих от шин данной подстанции. Это обстоятельство используется в токовой направленной защите, которая по знаку мощности определяет, на каком присоединении возникло повреждение, и действует только при коротком замыкании на защищаемом участке.

**1.6.4 Дистанционная защита**

Данный вид защиты применяется в сетях сложной конфигурации, например, кольцевая сеть с двухсторонним питанием. Выдержка времени дистанционной защиты зависит от расстояния между местом установки защиты и точкой короткого замыкания. При этом ближайшая к месту повреждения дистанционная защита всегда имеет меньшую выдержку времени, чем более удаленные защиты, благодаря этому автоматически обеспечивается селективное отключение поврежденного участка. Основным элементом дистанционной защиты является дистанционный орган, определяющий удаленность короткого замыкания от места установки защиты. В качестве дистанционного органа используются реле сопротивления, непосредственно или косвенно реагирующие на полное, активное или реактивное сопротивление линии.

**1.6.5 Дифференциальная защита**

Принцип действия дифференциальной защиты основан на сравнении величины и фазы токов в начале и конце защищаемого участка. Данная защита обеспечивает мгновенное отключение короткого замыкания в любой точке защищаемого участка и обладает селективностью при коротком замыкании за пределами защищаемой зоны. Дифференциальные защиты подразделяются на продольные и поперечные. Первые служат для защиты как одинарных, так и параллельных линий, вторые — только параллельных линий.

**2. Экономическая часть**

**2.1 Расчет затрат труда**

Расчет затрат труда, основных материалов, запасных частей и комплектующих изделий на проведение технического обслуживания и ремонта. Норма трудоемкости ремонтов и технического обслуживания аппаратов высокого напряжения определены на основании типовых объемов ремонтных работ для каждого вида оборудования и его параметрами – мощностью, конструктивным исполнением и их назначением с учетом опытных данных.

В электрических сетях, к которым относится подстанция в качестве руководства при проведении ремонта оборудования принята технологическая карта, в которой указаны состав бригады, основные затраты на ремонт, меры безопасности, последовательность операций, контрольные параметры.

Для примера в таблице 3.2 представлены выдержки из технологической карты на капитальный ремонт выключателей типа ВМПЭ-10, которые установлены в ЗРУ подстанции, по затратам труда, основных материалов, запасных частей и комплектующих изделий приведены в таблице 3.1,3.2

Таблица 3.1-Затраты основных материалов, запасных частей и комплектующих изделий при проведении ремонта выключателя

|  |  |
| --- | --- |
| Материалы и запасные части | Кол-во |
| Смазка литол | 0,1 кг |
| Машинное масло | 0,2 кг |
| Трансформаторное масло | 15 л |
| Шлифшкурка  | 0,25 см2 |
| Ветошь | 1 кг |
| Салфетки | 2 шт |
| Материалы и запасные части | Кол-во |
| Краска красная, желтая, зеленая, серая  | 1 кг |
| Кисть  | 2 шт |
| Растворитель  | 0,25 л |
| Наконечник контактного стержня | 3 шт |
| Розеточный контакт в сборе  | 1 шт |
| Ламель контактного контакта | 1 шт |
| Дугогасительная камера  | 1 шт |
| Подвижной стержень | 1 шт |
| Стекло маслоуказателя | 1 шт |
| Нижнее кольцо дугогасительной камеры | 3 шт |
| Прокладка маслоказателя | 3 шт |
| Пружина розеточного контакта | 5 шт |

Таблица 3.2-Трудозатраты при проведении ремонта выключателя ВМПЭ-10

|  |  |
| --- | --- |
| Состав бригады | Трудозатраты |
| Эл. слесарь 5 р. (производитель работ) – 1 челЭл. слесарь 3 р. (член бригады) – 1 чел | На один выключатель с приводом 24 чел⋅час. |

**2.1.2 График проведения технических обслуживаний и ремонтов**

Оборудование подстанций работает непрерывно, и поэтому ремонтные циклы не учитывают сменности работы. Продолжительность межосмотрового периода планируется только для установок, не имеющих постоянного дежурного персонала.

На подстанции постоянно находится дежурный персонал, который совершает ежедневные осмотры оборудования согласно графику. Внеочередные осмотры оборудования подстанций производятся при резком изменении температуры наружного воздуха.

Или при каждом отключении трансформатора от газовой и дифференциальных защит. Распределительные устройства со всей аппаратурой подлежат внеочередному осмотру после отключения тока КЗ.

Сроки проведения текущих и капитальных ремонтов оборудования установленного на подстанции приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.2-График проведения текущих и капитальных ремонтов оборудования

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование оборудования | Сроки теку-щих ремонтов | Сроки капитальных ремонтов | Примечание |
| Трансформа-торы и автотрансформаторы с РПН | Ежегодно |  | Внеочередной ремонт РПН производится в соответствии с заводскими инструкциями |
| Системы охла-ждения Д, ДЦ и Цтрансформа-торов. | Ежегодно | При ремонтах трансформаторов |  |
| Отделители и короткозамыка-тели | 2 раза в год | 1 раз в 2-3 года | Тек. ремонты ежегодно весной и осенью |
| Разъединители и заземляющие ножи | ЛР 1 раз в 3-4 года | 1 раз в 6 лет | Шинныеразъе-динители помере необходимости |
| Масляные выключатели | У-ВМПП-10, ВМП-10к, ВМПЭ-10, ВМП-10Э, − 1 р 3-4 г.; | 1 раз в 6-8 лет при условии контроля характеристик выклю-чателя с приводом в межремонтный периодЧисло отключений К.З. любой из фаз выклю-чателями 10-35-110-220 кВ, после которых они выводятся в ремонт: масляные выключатели ВМПЭ-10, ВМП-10Э− 15раз |  |
| Остальные аппараты РУ |  | По мере необходи-мости, по результатам проф. испытаний |  |

**2.1.3 Порядок проведения ремонта**

Порядок проведения ремонта для основного высоковольтного оборудования определен в технологической карте. При проведении ремонтов трансформаторов необходимо руководствоваться проектом производства работ, составленным по результатам проведенного комиссией осмотра и составленного акта дефектации.

Рассмотрим порядок производства работ при проведении капитального ремонта на примере выключателей типа ВМПЭ-10, ВМП-10, установленных на подстанция табл.3.4.

Таблица 3.4-Порядок проведения ремонта выключателя типа ВМП-10.

|  |  |
| --- | --- |
| № | Операция |
| 1 | Оформление распоряжения на работу. Допуск бригады на выключатель |
| 2 | Подготовка инструмента, материалов, запасных частей к работе. |
| 3 | Осмотр выключателя и выявление дефектов |
| 4 | Слив масла из полюсов с одновременной проверкой работы маслоуказателей |
| 5 | Разборка полюсов, ремонт и при необходимости замена дугогасительных камер, розеточных контактов, подвижных стержней, механизмов полюсов, ламелей розеточных контактов, наконечников контактных стержней, нижних колец дугогасительных камер.  |
| 6 | Сборка полюсов выключателя. |
| 7 | Регулировка полюсов выключателя. Снятие механических параметров. |
| 8 | Замер переходного сопротивления выключателя. |
| 9 | Обтяжка болтовых соединений выключателя и его ошиновки. |
| 10 | Залив трансформаторного масла. |
| 11 | Осмотр и при необходимости ремонт выключателя. |
| 12 | Регулировка привода и замер его механических параметров. |
| 13 | Смазка трущихся поверхностей: вала выключателя, привода, устройств блокировки, и вкатывающего механизма тележки. |
| 14 | Проверка работы масляного буфера и устройств блокировки тележки. |
| 15 | Зачистка и смазка втычных контактов выкатной тележки. |
| 16 | Регулировка выключателя с приводом, снятие скоростных характеристик. |
| 17 | Проведение высоковольтных испытаний выключателя. |
| 18 | Проверка работы выключателя от устройств РЗА. |
| 19 | Покраска ошиновки выключателя. |
| 20 | Уборка рабочего места. |
| 21 | Оформление окончания работы. |

Подстанция входит в состав и обслуживается предприятием АЭС «МайкубенВест». На предприятии создана служба, занимающаяся непосредственно эксплуатацией и ремонтом оборудования подстанций - служба подстанций.

Численность работников службы подстанций, к которым относятся: начальник службы подстанций, зам начальника службы подстанций; инженер службы подстанций, начальники групп подстанций, мастера, электромонтеры, электрослесаря, водители и т. д. составляет примерно 100 человек. Оплата труда согласно штатному расписанию.

В таблице 3.5. представлено штатное расписание службы подстанций. Система оплаты труда у всех работников службы – повременная премиальная. Премия включает в себя премию за безаварийную работу, за экономию электроэнергии, а также надбавку за разъездной характер работы.

Таблица 3.5-Штатное расписание службы подстанций

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Должность | Кол.чел. | Система оплаты труда | Оклад | Премия | Итог |
| Начальник службы | 1 | Повременая-премиальная | 29330 тг  | 25 % | 36662,5 |
| Зам. нач. службы | 1 | Повременая-премиальная | 23270 тг | 25 % | 29087,5 |
| Нач. группы п/ст | 5 | Повременая-премиальная | 24280 тг | 25 % | 30350 |
| Инженер службы | 1 | Повременая-премиальная | 27860 тг | 25 % | 34825 |
| Мастер службы | 3 | Повременая-премиальная | 18890 тг | 25 % | 23612,5 |
| Эл.монтер п/ст | 9 | Повременая-премиальная | 15800 тг | 15 % | 18170 |
| Эл.слесарь по рем. РУ 5 разряда | 50 | Повременая-премиальная | 16150 тг | 45 % | 23417,5 |
| Должность | Кол-во | Система оплаты труда | Оклад | Премия | Итог |
| Эл.слесарь по рем. РУ 4 разряда | 12 | Повременая-премиальная | 14030 тг | 45 % | 20343,5 |
| Эл.слесарь по рем. РУ 3 разряда | 12 | Повременая-премиальная | 12580 тг | 35 % | 16983 |
| Водитель службы | 4 | Повременая-премиальная | 13530 тг | 25 % | 16912,5 |
| Уборщица служ. помещений | 2 | Повременая-премиальная | 7970 тг | 15 % | 9165,5 |

**2.2 Технико-экономическое сравнение двух конфигураций распределительных сетей 6/0,4 кВ**

Произведем технико-экономический расчет двух конфигураций распределительных сетей 6/0,4 кВ. Расчет следует производить по изложенным ниже данным и формулам.

Капитальные вложения определяются по формуле:

К = К10 + К0,38 + КТП + КТ (1.13)

где К- капитальные вложения в строительство сети 6/0,38 кВ, тыс.тг.

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

СС = С10 + С0,38 + СТП + СТ (1.14)

где СС- эксплуатационные издержки сети, тыс.тг/год;

Приведенные затраты определяются по формуле:

ЗС = Ен · К + СС1 (1.15)

где ЗС- приведенные затраты всей сети, тыс.тг/год Ен=0,12- нормативный коэффициент приведенных затрат, 1/год.

Данные для технико-экономического сравнения: удельные показатели вариантов сети взяты из таблицы 7-2[3, с 210] и стоимость трансформаторов взяты из таблицы 2-4[3, с 45] показатели в рублях были переведены в тенге умножением на коэффициент 200. Результаты расчета сведем в таблицу 1.3.

Таблица 1.3- Технико-экономическое сравнение двух вариантов сети

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Вариант | Капитальные вложения элементов сетиК, тыс.тг  | Эксплуатационные издержки элементов сетиС, тыс.тг/год | Приведенные затраты всей сетиЗС, тыс.тг/год |
| 1 | К10=10100,01К0,38=20090,006КТП=28390,2КТ=1200 | С10=5050 С0,38=10030СТП=14150СТ=630 | 37030,386 |
| Итого 1: | 59780,216 | 29860 | 37030,386 |
| 2 | К10=14110,36К0,38=20430КТП=30280,48КТ=1720 | С10=6600 С0,38=10230СТП=15650СТ=880 | 441340,58 |
| Итого 2: | 66540,84 | 33360 | 41340,58 |

Из полученных расчетов видно, что первый вариант конфигурации сети более выгодный.

**2.3 Технико-экономическое сравнение двух вариантов выбора трансформаторов**

Рассмотрим вариант если подстанция будет укомплектована трансформаторами ТДТН 10000/110/6.Потери электроэнергии на подстанции:

∑ΔWЛ=120566 кВт,

∑ΔWТ= 183332 кВт,

∑ΔWПС=303898 кВт.

На основании расчетных графиков нагрузки определяется стоимость

потерь электроэнергии в трансформаторе на подстанции по формуле:

 ИΔWПС = Сэх(Тх)⋅ΔWx + Cэк(τ)⋅ΔWk (1.24)

где Сэх(Тх)=2.4 тг/кВт⋅ч – стоимость 1кВт⋅ч потерь электроэнергии Х.Х. трансформаторов за время их работы в году Тх.

Cэк(τ)=2,2 тг /кВт⋅ч – стоимость 1 кВт⋅ч нагрузочных потерь электроэнергии трансформатора, которые определяются с помощью значения продолжительности макс. нагрузки Тм.

ИΔWПС = 2,4⋅56760+ 2,2⋅126572=414682,4 тг

Определим приведенные затраты:

Зпр = Ен⋅К + И = Ен⋅К + Иэ + ИΔWПС (1.25)

где Ен=0,12 – номинальный коэффициент эффективности; К=2⋅1446000 тг – капитальные затраты на оборудование ПС; И-ежегодные эксплуатационные издержки.

Ежегодные эксплуатационные издержки рассчитываются по формуле:

Иэ= Рсум⋅К (1.26)

где- Рсум = 0,094-удельная активная мощность, для ПС 110 кВ; К=14460000 тг – капитальные затраты.

Ежегодные эксплуатационные издержки

Иэ=0,094⋅1446000= 135924 тг ,

Зпр = 0,12⋅ 2892000 +135924+414682,4 = 897646,4 тг

Рассмотрим вариант если подстанция будет укомплектована трансформа-торами ТДТН 6300/110/6.

Потери электроэнергии на подстанции:

∑ΔWЛ=120566 кВт,

∑ΔWТ= 203032 кВт,

∑ΔWПС=323598 кВт.

Расчет производим аналогично первого варианта по формулам (1.24 )-(1.26) :

ИΔWПС = 2,4⋅56760+ 2,2⋅146272= 458022,4 тг

Ежегодные эксплуатационные издержки рассчитываются по формуле:

Иэ= Рсум⋅К (1.27)

где- Рсум = 0,094-удельная активная мощность, для ПС 110 кВ; К=1886000 тг – капитальные затраты

Иэ=0,094⋅1886000= 177284 тг

Определяем приведенные затраты:

Зпр = 0,12⋅3772000+177284+458022,4 = 927946,4 тг

Варианты равноэкономичны, но мы по инженерным соображениям примем к установке более мощный трансформатор, с учетом развития сети и увеличения нагрузки в дальнейшем.

**3. Охрана труда**

**3.1 Электробезопасность**

**3.1.1 Действие электрического тока на организм человека**

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества. Опасное и вредное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электрических травм, электрических ударов и профессиональных заболеваний. Электрические травмы и электрические удары могут вызвать временную или постоянную нетрудоспособность пострадавшего и даже иметь смертельный исход. Степень опасного и вредного воздействия электрического тока на человека зависит от параметров электрического тока протекающего через тело человека, пути тока через тело человека, продолжительности воздействия тока на человека, условий внешней среды и состояния организма.

Основным фактором, определяющим исход поражения, является значение электрического тока протекающего через тело человека. В системе стандартов безопасности труда даются следующие определения поражающих токов:

-ощутимый ток – это электрический ток, вызывающий при прохождении через тело человека ощутимые раздражения.

-не отпускающий ток – ток, вызывающий при прохождении через тело человека непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник.

Фибрилляционный ток – ток при прохождении, которого через тело человека вызывающий фибрилляцию сердца, т.е. беспорядочные, хаотические сокращения волокон (фибрилл) мышц сердца. Проходя через организм человека электрический ток, производит термическое, электрическое и механическое действие являющиеся обычными физическими процессами присущими как живой, так и неживой материи.

Одновременно электрический ток производит и биологическое действие, которое является специфическим процессом свойственным лишь живой ткани. Термическое действие тока проявляется в ожогах отдельных участков тела, нагреве до высокой температуры кровеносных сосудов, нервов, сердца, мозга и других органов, находящихся на пути тока, что вызывает в них серьёзные функциональные расстройства.

Электролитическое действие тока выражается в разложении органической жидкости, в том числе и крови, что сопровождается значительными нарушениями их физико-химического состава.

Механическое действие тока выражается в расслоении, разрыве и других подобных повреждениях в различных тканях организма, в том числе и мышечной ткани стенок кровеносных сосудов, сосудов лёгочной ткани, и т.д. в результате электродинамического эффекта, а также мгновенного взрывоподобного образования пара от перегретой током тканевой жидкости и крови. Биологическое действие тока проявляется в раздражении и возбуждении живых тканей организма, а также в нарушении внутренних биоэлектрических процессов протекающих в нормально-действующем организме и теснейшим образом связанные с его жизненными функциями.

Указанное многообразие воздействий электрического тока на организм человека можно свести к двум видам основным поражениям: электрическим травмам (электрические ожоги, электрические знаки, электрическая металлизация кожи, электрическая офтальмия и механические повреждения) и электрическим ударам, которые резко отличаются друг от друга.

Электрические травмы:

-к электрическим ожогам относятся ожоги кожи, тканей мышц и кровеносных сосудов, возникающих вблизи электрической дуги (дуговой ожог) или при контакте с токоведущей частью (токовый ожог).

-электрические знаки – знаки на поверхности кожи, вызываемые механическим и химическим действием тока на кожу, которая отвердевает и темнеет.

-электрометаллизация кожи возникает вследствие распыления и испарений металла под действием электрического тока. При электрометализации кожи получается специфическая окраска при контакте с медью – зелёная, с латунью – сине-зелёная, со свинцом – серо-жёлтая.

-электрическая офтальмия – воспаление глаз в результате воздействия мощного потока ультрафиолетового излучения от электрической дуги.

Механические повреждения являются в большинстве случаев следствием резких непроизвольных судорожных сокращений мышц под действием тока проходящего через тело человека. В результате могут произойти разрывы сухожилий, кожи, кровеносных сосудов и нервной ткани могут иметь место вывихи суставов и даже переломы костей. Электрический удар наблюдается при воздействии малых токов обычно до нескольких сотен мА и соответственно при небольших напряжениях как правило до 1000 В при такой малой мощности выделение теплоты ничтожно и не вызывает ожогов. Ток воздействует на нервную систему и на мышцы, причём может возникнуть паралич поражённых органов. Паралич дыхательных мышц, а также мышц сердца может привести к смертельному исходу.

В зависимости от исхода поражения электрические удары можно условно разделить на следующие 5 степеней:

-судорожное едва ощутимое сокращение мышц.

-судорожное сокращение мышц сопровождается сильными едва переносимыми болями без потери сознания.

-судорожное сокращение мышц с потерей сознания, но с сохранившимся дыханием и работой сердца.

-потеря сознания и нарушение сердечной деятельности или дыхания (или того и другого вместе).

-клиническая смерть, т.е. отсутствие дыхания и кровообращения.

**3.1.2 Электрозащитные средства**

Электрозащитными средствами называют переносимые и перевозимые изделия, служащие для защиты людей работающих с электроустановками от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.По своему назначению изолирующие электрозащитные средства подразделяются на основные и дополнительные.

Основными называют изолирующие электрозащитные средства, которые длительно выдерживают рабочее напряжение электроустановки, позволяют прикасаться ими к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

К дополнительным электроизолирующим средствам относятся средства, которые сами по себе из-за недостаточной их изолирующей способности не могут при данном напряжении обеспечить защиту персонала от поражения электрическим током. Они дополняют основные средства, т.е. применяются только вместе с ними, кроме того, дополнительные электрозащитные средства служат для защиты от напряжения прикосновения и шагового напряжения. Изолирующие электрозащитные средства по напряжению при котором они могут применятся делятся на две группы: для электроустановок до 1000 В и выше 1000 В.В электроустановках выше 1000В применяются следующие изолирующие электрозащитные средства основные: штанги изолирующие, оперативные и измерительные клещи, изолирующие и электроизмерительные указатели напряжения, средства для ремонтных работ под напряжением выше 1000 В; дополнительные средства: диэлектрические перчатки, боты и коврики, изолирующие подставки.

В электроустановках до 1000В применяются основные электрозащитные изолирующие средства: штанги изолирующие оперативные, клещи изолирующие и электроизмерительные, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолированной рукояткой; дополнительные: диэлектрические галоши и коврики, изолирующие подставки.

При пользовании основными электрозащитными средствами с каждым из них достаточно применять только одно дополнительное электрозащитное средство, т.е. одновременное применение, например диэлектрических перчаток, бот и ковриков при работах с изолирующей штангой или изолирующими клещами не требуется. Вместе с тем применение двух или более дополнительных защитных средств нельзя заменить основное защитное средство, например в электроустановках выше 1000В диэлектрические перчатки и боты не заменяют изолирующих вещей.

**3.3.1 Расчет заземления подстанции**

Все металлические части электроустановок нормально не находящиеся под напряжением, должны заземляться. Для заземления используются естественные и искусственные заземлители. В зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения соприкосновения, определяется число электродов.

Порядок расчета заземления: l = 5 м; а = 5 м; d = 12 мм; Rз = 4 Ом; t = 0.5 м; L = 210 м; ρ=400Ом·м

В сетях с незаземленной нейтралью заземляющее устройство заземлений подстанций высокого напряжения должно иметь сопротивление:

 (3.1)

где UРАСЧ – расчетное напряжение принимаем 125 В, так как заземляющее

устройство используется также и для установок подстанции напряжением до 1000 В; IРАСЧ – полный ток замыкания фазы на землю.

Таким образом, в качестве расчетного сопротивления принимается сопротивление: r3 = 0,5 Ом.

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы трос-опора. Это сопротивление *Rn* можно вычислить следующим образом по формуле:

 (3.2)

где rC – сопротивление системы трос – опора.

 См,

 Ом.

Рекомендуемое для предварительных расчетов удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя для нашего грунта составляет 30 Ом⋅м. Повышающие коэффициенты Кr и КВ равны соответственно 3,5 и 1,5. Они определяются из таблиц [14] для горизонтальных протяженных электродов при глубине заложения 0,8 м и для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5..0,8 м.. В качестве вертикальных электродов применяются электроды, изготовленные из круглой стали диаметром 12 мм, длиной 5 м с одним отточенным концом. К ним присоединяются горизонтальные электроды – полосы 30×4 мм2, приваренные к верхним концам вертикальных.

Расчетное удельное сопротивление для горизонтальных электродов

ρрасч.г = Кг⋅ρгр 3.3)

где *ρгр* – удельное сопротивление грунта.

ρрасч.г = Кг⋅ρгр=3,5⋅30=105 Ом⋅м,

ρрасч.в = Кв⋅ρгр=1,5⋅30=45 Ом⋅м,

Определим сопротивление растеканию одного вертикального электрода при погружении ниже уровня земли на 0,8 м

 (3.4)

где l – длина вертикального электрода, равняется 5 м; d – диаметр вертикального электрода, равный 0,012 м; t – геометрический параметр, в данном случае равный l/2+0,8 ,м.

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным ηв = 0,6:

 (3.6)

Определим сопротивление растеканию горизонтальных электродов. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов порядка 20 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной, равном 1 равен по таблицам *ηв*=0,27.

Сопротивление растеканию полосы по периметру контура (*l*=296,4) равно:

 (3.7)

где в = 30 мм – ширина полосы.

Ом.

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования *ηв*=0,47, принятого при числе электродов порядка 18 и отношении расстояний между вертикальными электродами и их длине равном 1.

 (3.8)

Окончательно принимаем 18 вертикальных электрода. Все соединения элементов заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест. У входов и выходов на территорию ОРУ должно быть обеспечено выравнивание потенциалов путем укладки двух полос на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на глубине 1 и 1,5 м соответственно. Расстояние от границ заземлителя до забора с внутренней стороны должно быть не менее 3 м. Число и месторасположения заземлителей представлены на рисунке 3.1

**3.3.2 Молниезащита подстанции**

На ПС 110/6,3 кВ трансформаторы, ОРУ, в том числе шинные мосты и гибкие связи, ЗРУ, маслохозяйство и другие взрывоопасные и пожароопасные сооружения должны быть защищены от прямых ударов молнии.

Порядок расчета молниеотводов:

Определяем активную высоту молниеотвода, задаваясь высотой молниеотвода:

h=30 м,

ha = h – hx = 30 – 10 = 19 м

Определяем зону защиты:

 (3.9)

Установим 4 молниеотвода, так чтобы они накрывали всю теритoрию подстанции

**3.4 Пожарная безопасность**

Потенциальная опасность пожаров в производственных цехах существует постоянно и только благодаря надежным предупредительным мероприятиям пожары на производстве — явление редкое.

Такая опасность связана со сложностью производственных процессов, использованием легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, сжиженных горючих газов и твердых сгораемых материалов, эксплуатацией большого количества емкостей и аппаратов, в которых находятся пожароопасные продукты под давлением, а также с широким применением различного рода электроустановок.

Основными причинами пожаров являются нарушение технологических режимов, неправильное устройство или неисправность электрооборудования, конструктивные недостатки технологического оборудования и несоблюдение графиков их планово-предупредительного ремонта, искры при электро- и газосварочных работах и др. Поэтому при проектировании технологических процессов и оборудования особое место отводится обеспечению пожарной безопасности.

Для предотвращения пожаров необходимо, во-первых, предотвратить образование горючей среды и, во вторых, не допустить воспламенения этой среды (если она образовалась), т.е. исключить возможность воздействия на нее источников энергии. Кроме того, нужно принять меры к локализации пожара на случай его возникновения.

Предотвращение образования горючей среды достигается герметизацией газовых устройств (исключает возможность заноса воздуха в устройство и утечки газа); введением в горючие смеси флегматизирующих добавок (инертных газов, химически активных веществ и др.), если это возможно по условиям технологии; контролем сжигания топлива (например, использование автоматических устройств, прекращающих подачу горючего в случае погасания пламени горелок) ; хранением жидкостей под инертными газами или плавучими крышками, не оставляющими над жидкостью пространства, где могли бы образоваться паровоздушные смеси.

Предотвращение образования в горючей среде источников зажиганиядостигается, прежде всего, регламентацией исполнения и режима эксплуатации машин, механизмов и другого оборудования.

Для поддержания параметров процесса на заданном уровне широко используются автоматические приборы, которые сигнализируют об отклонениях от нормального режима и останавливают работу агрегатов при возникновении опасности (чрезмерное повышение давления, температуры и др.). Важно помнить и о том, из каких материалов изготавливаются изделия. Для ударных инструментов, например, применяют материалы, не дающие искр (бериллиевую и фосфористую бронзу, латунь, нержавеющую сталь), а при использовании искрящих материалов инструмент покрывают консистентной смазкой (тавотом, солидолом).Большую пожарную опасность в случае перегрузки проводов или короткого замыкания представляют электрические устройства.

Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) регламентированы условия безопасного применения электрооборудования. Это достигается разрешением применения во взрывоопасных зонах только взрывозащищенного электрооборудования (не допускающего воспламенения взрывоопасной среды), к которому предъявляются особые требования в отношении изоляции, электрических зазоров, материала оболочки, вводных устройств, кабельных коробок и муфт, заземляющих зажимов и т.д.

К возникновению искрового разряда может привести и накопление зарядов статического электричества, устранение которых достигается заземлением производственных устройств (газо- и пыле проводов, дробилок и т. д.), а также рядом других мер, таких как повышение электрической проводимости деталей, добавление проводящих веществ, добавление в жидкости специальных токопроводящих присадок и др. К числу мер, устраняющих статические заряды, относятся также повышение влажности воздушной среды или ионизации воздуха.

Для предотвращения распространения пожара на производственных объектах применяют различные огнепреграждающие устройства - огне-преградители, затворы, клапаны, заслонки. Действие огнепреградителей основано на гашении пламени в узких каналах, через которые оно не может распространяться. Эффективность огнепреградителей зависит в основном от диаметра каналов, в меньшей степени от их длины.

Принцип действия затворов - охлаждение горящей смеси, проходящей через слой жидкости, и насыщение ее парами испаряющейся жидкости (гидравлические затворы) или через слой твердых измельченных материалов (сухие затворы).

В целях локализации взрыва в конструкциях агрегатов предусматривают разрывные предохранительные мембраны. При повышении-давления сверх того, на которое рассчитана мембрана, она разрывается. Чтобы после разрыва мембраны не произошел подсос воздуха в агрегат, устанавливают крышку, которая автоматически закрывает образовавшееся отверстие.

**3.5 Средства пожаротушения**

Тушением называется процесс прекращения горения в результате воздействия на реакцию горения физическим или химическим методами с применением огнегасительных средств. К огнегасительным средствам относятся: вода в жидком и парообразном состоянии; пена, получаемая в результате химических соединений и механическим путем; инертные газы; специальные флюсы, галоидированные углеводороды; различные покрывала, изолирующие горячую поверхность от кислорода воздуха.

Вода обладает большой теплоемкостью, воспринимает от горящих веществ большое количество тепла и охлаждает горячую поверхность/При уменьшении температуры ниже воспламенения горение прекращается. Превращаясь в пар, вода затрудняет доступ кислорода воздуха к горящему материалу. При концентрации пара 35 % от объема, в котором происходит горение, горение прекращается. Струя большого напора дробит и забивает пламя, смачивая еще незагоревшие материалы; вода, охлаждая материалы, затрудняет их воспламенение.

Таким образом, вода является универсальным средством огнегаше-ния самого широкого применения. Однако вода применяется для тушения не всегда. Вследствие электропроводности воды ее нельзя применять для тушения пожара в электроустановках. Вода вступает в химическую реакцию с калием, натрием и кальцием, в результате выделяется водород, образующий с воздухом взрывоопасную смесь. При попадании воды на карбид кальция образуется взрывоопасный газ ацетилен, а на негашеную известь — тепло, способное воспламенять расположенные горючие материалы.

При попадании воды на раскаленные металлические поверхности возможно разложение воды на кислород и водород, механическое соединение которых создает взрывоопасную смесь. При тушении легковоспламеняющихся жидкостей последние всплывают на поверхность воды и продолжают гореть увеличивая размеры пожара. Огнегасительные пены получают при смешивании газов и жидкостей, в результате чего образуются пузырьки, внутр». которых заключены частицы углекислого газа. Пузырьки воздушно-механической пены содержат воздух.

Обладая малым удельным весом, пена всплывает на поверхность легковоспламеняющихся жидкостей и охлаждает наиболее нагретый верхний слой и прекращает поступление паров и газов в зону горения. Пена хорошо удерживается не только на горизонтальных поверхностях, но и на вертикальных, поэтому применяется и для тушения твердых веществ и защиты от нагрева и воспламенения.

Пена непригодна для водорастворимых жидкостей (спирт, ацетон, эфир), обладающих низким поверхностным натяжением и проникающих в пленку пены, вследствие чего вытесняется пенообразунлцее вещество и пена разрушается.

Пена непригодна для тушения пожара в электроустановках, так как она электропроводна, а также для тех веществ, с которыми она вступает в реакцию — натрия, калия, селитры.

Для тушения пожаров путем разбавления реагирующих веществ, снижения концентрации кислорода и отнятия тепла применяют инертные газы, не поддерживающие горение, обладающие большой теплоемкостью и малой теплопроводно,-., мо, например, углекислый газ, азот, аргон,гелий.

Углекислый газ неэлектропроводен и может применяться для тушения электроустановок, находящихся под напряжением.Азот используют в небольших помещениях для тушения жидкостей и газов, горящих пламенем, а также электроустановок. Не применяется, как и углекислый газ, при тушении веществ, способных тлеть, и волокнистые материалы. Твердая (снегообразная) обезвоженная углекислота при испарении с поверхности горящих объектов охлаждает их и понижает содержание кислорода в очаге пожара. Углекислотой нельзя тушить этиловый спирт, в котором углекислый газ растворяется, и вещества, способные гореть без доступа воздуха (например, целлулоид).Галоид ированные углеводороды в виде газов или легкоиспаряющихся жидкостей тормозят химическую реакцию горения, поэтому они являются эффективным средством тушения твердых и жидких горючих веществ, а также тлеющих материалов. Для тушения пожаров металлов (калия, лития, натрия, циркония, магния) применяют сухие огнегасительные порошки (на основе карбонатов и бикарбонатов натрия и калия).

Порошковыми огнетушителями, в зависимости от вида состава, можно тушить загорания металлов (составы ПСБ-3), горючих жидкостей и газов (состав П-1А), установок под напряжением до 1000 В .

**Список использованных источников**

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро.–М.: Энергоатомиздат, 1985.–352 с.

2. Крючков И.П, Кувшинский Н. Н., Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергия, 1978. – 456 с.

3. Ульянов С.А. Короткие замыкания в электрических системах. – М.: Госэнергоиздат, 1952. – 280 с.

4.Городские распределительные сети.

5. Гук Ю.Б. Основы надежности электроэнергетических установок. – Л.: ЛГУ, 1980 – 478 с.

6. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 224 с.

7. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

8. Синягин А. Н., Афанасьев Н. А., Новиков С. А. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики. –М.: Энергоатомиздат, 1984. - 448 с.

9. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудовние станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

10. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.: Энергия, 1979. – 408 с.

11. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 634 с.

12. Электротехнический справочник. – М.: Энергия, 1964.-758 с.