|  |  |
| --- | --- |
| **Описание: 15** | **НЕГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ«МОСКОВСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»** |
|  |  |

Факультет : Экономики и менеджмента

Кафедра: Экономики

Направление подготовки: Электроэнергетика

Уровень образования: Бакалавриат

Профиль подготовки: Электроэнергетика

**КУРСОВАЯ РАБОТА**

по дисциплине «Бизнес-планирование»

на тему: Электрическая часть станций и подстанций

Студент Петров Петр Петрович

 Руководитель:

к.э.н., доцент Иванов Иван Иванович

**Москва**

**СОДЕРЖАНИЕ**

[Введение 3](#_Toc462335499)

[1 ГРАФИКИ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИИ 5](#_Toc462335500)

[1.1 Суточные графики нагрузок потребителей 6](#_Toc462335501)

[1.2 Суммарный (совмещенный) график нагрузки 6](#_Toc462335502)

[1.3 Годовой график по продолжительности нагрузок 13](#_Toc462335503)

[1.4 Технико-экономические показатели, определяемые из графиков нагрузки 13](#_Toc462335504)

[1.5 График полной мощности подстанции 15](#_Toc462335505)

[2 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ 16](#_Toc462335506)

[2.1 Построение эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки подстанции 18](#_Toc462335507)

[2.2 Выбор трансформатора собственных нужд 20](#_Toc462335508)

[3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ 22](#_Toc462335509)

[3.1 Выбор схемы электрических соединений на стороне ВН 22](#_Toc462335510)

[3.2 Описание схемы электрических соединений на стороне ВН 24](#_Toc462335511)

[3.3 Выбор схемы электрических соединений на стороне НН 25](#_Toc462335512)

[3.4 Описание схемы электрических соединений на стороне НН 27](#_Toc462335513)

[4 ВЫБОР МАРКИ И СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ЛИНИЙ 29](#_Toc462335514)

[4.1 Проверка сечения проводника по условию короны 30](#_Toc462335515)

[5 РАСЧЕТ ТОКОВ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ 32](#_Toc462335516)

[5.1 Расчет сопротивлений схемы замещения 32](#_Toc462335517)

[5.2 Расчет токов трехфазного короткого замыкания 34](#_Toc462335518)

[5.3 Расчет ударного тока короткого замыкания 35](#_Toc462335519)

[6 ВЫБОР ОШИНОВКИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИ 37](#_Toc462335520)

[6.1 Выбор и проверка ошиновки ОРУ-35 кВ 38](#_Toc462335521)

[6.2 Выбор и проверка ошиновки КРУ-10 кВ. 40](#_Toc462335522)

[6.3 Выбор и проверка электрических аппаратов 42](#_Toc462335523)

[6.4 Контрольно-измерительная аппаратура 44](#_Toc462335524)

[Список использованной литературы 48](#_Toc462335525)

# **Введение**

Доля промышленных предприятий в объёме электропотребления всей страны составляет около 70%. Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов и строительством электростанций. Первые электростанции сооружались в городах для освещения и питания электрического транспорта, а также при фабриках и заводах. Позднее появилась возможность сооружения электрических станций в местах залежей топлива (торфа, угля, нефти) или местах использования энергии воды независимо от мест нахождения потребителей – городов и промышленных предприятий. Передача энергии на большие расстояния к центрам потребления стала осуществляться линиями электропередачи высокого напряжения с последующим преобразованием на понижающей подстанции.

Электрическая подстанция - это электроустановка для преобразования электроэнергии по напряжению. Основным элементом подстанции является силовой трансформатор, который непосредственно преобразует электроэнергию. С помощью регулировочного устройства трансформатора можно регулировать напряжение на шинах подстанции в заданных пределах. Кроме того, на подстанции устанавливаются коммутационные и защитные аппараты: разъединители, выключатели, предохранители, рубильники. Для обеспечения работы самой подстанции устанавливаются трансформаторы собственных нужд. Для компенсации потребления реактивной мощности и с целью повышения напряжения на шинах подстанции и повышения частоты во внешней сети могут применяться батареи статических конденсаторов или другие аналогичные компенсирующие устройства.

Для производства измерений и обеспечения работы устройств релейной защиты и автоматики используются измерительные трансформаторы тока и напряжения. Для питания цепей управления, сигнализации и защиты необходимы источники оперативного тока, объединенные в единую схему. Для защиты оборудования от перенапряжений применяются вентильные разрядники или ограничители перенапряжений. Защита оборудования от прямого попадания молнии осуществляется с помощью специальных молниеприемников. Для защиты обслуживающего персонала от прикосновения к нетоковедущим частям, которые случайно могут оказаться под напряжением, на подстанции сооружается контур заземления.

Данный курсовой проект предполагает разработку схемы главных электрических соединений понизительной подстанции промышленной зоны, с максимальной полезной нагрузкой 22 MВт, напряжением 35/10 кВ, выбор аппаратуры всех ступеней напряжения, а также разработку плана размещения аппаратов и распределительных устройств.

Целью курсового проектирования является приобретение навыков по использованию методов расчета и выбора высоковольтного электрооборудования, освоение методов технико-экономического сравнения и выбора наилучшего варианта схемы и компоновки подстанции 35/10 кВ.

# **1 ГРАФИКИ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИИ**

Согласно исходным данным от энергосистемы по двухцепной воздушной линии напряжением 35 кВ (ВЛ-35 кВ) протяженностью 40 км получает питание главная понижающая подстанция (ГПП), предназначенная для электроснабжения промышленных предприятий. Подстанция тупиковая. Провода ВЛ-35 кВ расположены треугольником. Расстояние между фазными проводами – 2,5 м. Мощность короткого замыкания системы Sкз =800 МВА.

Таблица 1 – Данные предприятий потребителей

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Наименование потребителя (источника) | Рнб, МВт | cos φ | tg φ | Кол-волиний |
| 2 | Населенный пункт | 3 | 0,87 | 0,57 | 3 |
| 3 | Машиностроительный завод | 4 | 0,83 | 0,672 | 3 |
| 6 | Приятие черной металлургии | 8 | 0,8 | 0,75 | 3 |
| 7 | Предприятие текстильной промышленности | 1 | 0,78 | 0,80 | 2 |
| 10 | Обогатительная фабрика | 9 | 0,85 | 0,62 | 3 |

Суточные графики нагрузок предприятий будем строить по типовым графикам данной отрасли про­мышленности. При построении графиков принимаем нагрузку неизменной в течение двух часов, для чего скорректируем типовые графики нагрузок.

Если подстанция обеспечивает электроэнергией только один промышленный объект, то графики их совпадают. Если же от подстанции получают питание несколько потребителей, график ее стро­ится путем почасового суммирования ординат графиков указанных потребителей.

Суммарный график системы складывается из гра­фиков отдельных подстанций и показывает, какое ко­личество энергии потреб­ляет рассматриваемый про­мышленный район за зимние и летние сутки.

Графики для отмеченных характерных периодов и число суток, которые могут быть отнесены к тому или иному периоду (зима - 200 дней, лето - 165 дней), позволяют получить годовые графики продолжительности нагрузок системы.

##

## **1.1 Суточные графики нагрузок потребителей**

Фактический график нагрузки может быть получен с помощью регистрирующих приборов, которые фиксируют изменения соответствующего параметра во времени.

Кроме максимальной активной мощности (Pmax), для построения графика необходимо знать характер изменения нагрузки потребителя во времени, который можно определить в соответствии графиками нагрузок, которые приведены на рисунках А1-А8 в приложении А [1].

Для удобства расчетов график выполняется ступенчатым. Наибольшая возможная за сутки нагрузка принимается за 100%, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени суток. Результаты расчетов сводим в таблицу 2.

## **1.2 Суммарный (совмещенный) график нагрузки**

Этот график определяется с учетом потерь мощности на подстанции.

Потери мощности состоят из:

- переменные потери мощности - при протекании тока по обмоткам трансформаторов, которые являются переменными величинами, зависящими от нагрузки (∆Pпер).

- постоянные потери мощности – зависят от потерь холостого хода трансформаторов (∆Pпост).

-потери на собственные нужды зависят от параметров трансформатора и типа подстанции (∆Pсн).

Суммируя значения мощностей графиков нагрузки всех потребителей и потери мощности на подстанции для каждой ступени, получают суммарный (совмещенный) график нагрузки подстанции для сезонов (зима, лето).

P∑ пс(i)=P(i) + ∆ Pпост + ∆ Pпер+ ∆Pсн МВт,

где P(i) – суммарная мощность всех предприятиями i-ступени.

∆ Pпост – постоянные потери, которые составляют 1% от Pmax,

где Pmax- максимальное значение активной мощности i-ступени совмещенного графика;

∆ Pпост= 0,01 Pmax МВт

∆Pсн – потери на собственные нужды, составляют 0,5% от Pmax

∆Pсн= 0,005 Pmax МВт,

∆ Pпер – переменные потери, зависящие от значения мощности каждой ступени и вычисляются по формуле:

∆ Pпер = P2(i) / 10 × Pmax МВт.

Расчет суммарных графиков нагрузки потребителей (зима, лето) на шинах подстанции сводим в таблицу 3.

По результатам конечной суммы P∑ пс(i) для сезонов года (зима, лето) строятся графики суммарной (совмещенной) нагрузки подстанции с учетом потерь.

Таблица 2 - Расчёт электрических нагрузок потребителей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Потребитель** | **Время года** | **Часы** |
|   | 0-2 | 2-4 | 4-6 | 6-8 | 8-10 | 10-12 | 12-14 | 14-16 | 16-18 | 18-20 | 20-22 | 22-24 |
| 1. Населенный пункт | Зима | ni, % | 60 | 47 | 55 | 70 | 85 | 50 | 40 | 60 | 80 | 100 | 80 | 70 |
| Рi, МВт | 1,8 | 1,41 | 1,65 | 2,1 | 2,55 | 1,5 | 1,2 | 1,8 | 2,4 | 3 | 2,4 | 2,1 |
| Лето | ni, % | 55 | 25 | 25 | 45 | 68 | 63 | 50 | 37 | 55 | 70 | 84 | 60 |
| Рi, МВт | 1,65 | 0,75 | 0,75 | 1,35 | 2,04 | 1,89 | 1,5 | 1,11 | 1,65 | 2,1 | 2,52 | 1,8 |
| 2.Машиностроительный завод | Зима | ni, % | 40 | 40 | 10 | 100 | 100 | 70 | 100 | 90 | 90 | 50 | 90 | 40 |
| Рi, МВт | 1,6 | 1,6 | 0,4 | 4 | 4 | 2,8 | 4 | 3,6 | 3,6 | 2 | 3,6 | 1,6 |
| Лето | ni, % | 35 | 30 | 5 | 5 | 90 | 50 | 85 | 80 | 75 | 30 | 80 | 35 |
| Рi, МВт | 1,4 | 1,2 | 0,2 | 0,2 | 3,6 | 2 | 3,4 | 3,2 | 3 | 1,2 | 3,2 | 1,4 |
| 3. Предприятие черной металлургии | Зима | ni, % | 98 | 97 | 98 | 100 | 100 | 100 | 98 | 100 | 100 | 98 | 100 | 98 |
| Рi, МВт | 7,84 | 7,76 | 7,84 | 8 | 8 | 8 | 7,84 | 8 | 8 | 7,84 | 8 | 7,84 |
| Лето | ni, % | 85 | 80 | 90 | 90 | 85 | 90 | 90 | 90 | 80 | 90 | 90 | 85 |
|  | Рi, МВт | 6,8 | 6,4 | 7,2 | 7,2 | 6,8 | 7,2 | 7,2 | 7,2 | 6,4 | 7,2 | 7,2 | 6,8 |
| 4. Предприятие текстильной промышленности | Зима | ni, % | 40 | 40 | 28 | 56 | 100 | 75 | 100 | 97 | 95 | 72 | 94 | 67 |
| Рi, МВт | 0,4 | 0,4 | 0,28 | 0,56 | 1 | 0,75 | 1 | 0,97 | 0,95 | 0,72 | 0,94 | 0,67 |
| Лето | ni, % | 25 | 30 | 10 | 10 | 20 | 30 | 60 | 87 | 84 | 36 | 51 | 22 |
| Рi, МВт | 0,25 | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,6 | 0,87 | 0,84 | 0,36 | 0,51 | 0,22 |
| 5. Обогатительная фабрика | Зима | ni, % | 50 | 50 | 50 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 60 | 60 | 60 |
| Рi, МВт | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 5,4 | 5,4 | 5,4 |
| Лето | ni, % | 45 | 45 | 40 | 40 | 70 | 80 | 90 | 90 | 45 | 45 | 45 | 45 |
| Рi, МВт | 2,9 | 2,25 | 0,75 | 4,5 | 4,5 | 2,25 | 4,5 | 4,25 | 4,25 | 1,75 | 4 | 3,25 |
| Суммарнаянагрузкапотребителей | Зима | МВт | 12,22 | 11,79 | 10,75 | 19,66 | 20,55 | 18,05 | 19,12 | 19,37 | 19,95 | 15,04 | 16,34 | 13,69 |
| Лето | МВт | 9,6 | 7,7 | 5,4 | 9,75 | 13,74 | 10,04 | 13,6 | 13,03 | 12,94 | 9,01 | 13,83 | 10,07 |

Таблица 3 - Расчёт суммарной (совмещённой) и полной нагрузки

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Величина** | **Время года** | **Ед. изм.** | **Часы** |
| **0-2** | **2-4** | **4-6** | **6-8** | **8-10** | **10-12** | **12-14** | **14-16** | **16-18** | **18-20** | **20-22** | **22-24** |
| Суммарная нагрузкапотребителей | Зима | МВт | 12,22 | 11,79 | 10,75 | 19,66 | 20,55 | 18,05 | 19,12 | 19,37 | 19,95 | 15,04 | 16,34 | 13,69 |
| Лето | МВт | 9,6 | 7,7 | 5,4 | 9,75 | 13,74 | 10,04 | 13,6 | 13,03 | 12,94 | 9,01 | 13,83 | 10,07 |
| Pпост | Зима | МВт | 0,12 | 0,12 | 0,11 | 0,20 | 0,21 | 0,18 | 0,19 | 0,19 | 0,20 | 0,15 | 0,16 | 0,14 |
| Рсн | МВт | 0,06 | 0,06 | 0,05 | 0,10 | 0,10 | 0,09 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,08 | 0,08 | 0,07 |
| Рпер | МВт | 1,22 | 1,18 | 1,08 | 1,97 | 2,06 | 1,81 | 1,91 | 1,94 | 2,00 | 1,50 | 1,63 | 1,37 |
| Pпост | Лето | МВт | 0,10 | 0,08 | 0,05 | 0,10 | 0,14 | 0,10 | 0,14 | 0,13 | 0,13 | 0,09 | 0,14 | 0,10 |
| Рсн | МВт | 0,05 | 0,04 | 0,03 | 0,05 | 0,07 | 0,05 | 0,07 | 0,07 | 0,06 | 0,05 | 0,07 | 0,05 |
| Рпер | МВт | 0,75 | 0,50 | 0,27 | 0,48 | 0,92 | 0,56 | 0,97 | 0,88 | 0,84 | 0,54 | 1,17 | 0,74 |
| Рсум | Зима | МВт | 13,63 | 13,15 | 11,99 | 21,92 | 22,91 | 20,13 | 21,32 | 21,60 | 22,24 | 16,77 | 18,22 | 15,26 |
| Рсум | Лето | МВт | 10,50 | 8,32 | 5,75 | 10,38 | 14,86 | 10,75 | 14,77 | 14,10 | 13,97 | 9,68 | 15,21 | 10,96 |
| S | Зима | МВА | 14,69 | 14,19 | 12,91 | 23,52 | 24,59 | 21,63 | 22,95 | 23,21 | 23,88 | 18,01 | 19,63 | 16,43 |
| S | Лето | МВА | 11,55 | 9,33 | 6,61 | 11,70 | 16,47 | 12,10 | 16,37 | 15,73 | 15,57 | 10,86 | 16,59 | 12,10 |

Рисунок 1 – Суточный график нагрузки населенного пункта

Рисунок 2 – Суточный график нагрузки машиностроительного завода

Рисунок 3 – Суточный график нагрузки предприятия черной металлургии

Рисунок 4 – Суточный график нагрузки предприятия текстильной промышленности

Рисунок 5 – Суточный график нагрузки обогатительной фабрики

Рисунок 6 – График суммарной (совмещенной) нагрузки

##

## **1.3 Годовой график по продолжительности нагрузок**

Этот график показывает длительность работы установки в течение года с различными нагрузками. По оси ординат откладывают нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс – часы года от 0 до 8760. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от Pmax до Pmin. Принято, что длительность сезонных времен года зима и лето составляют соответственно 183 и 182 дня. Построение годового графика по продолжительности нагрузок производится на основании известных суммарных суточных графиков нагрузки зимнего и летнего периода, полученных в разделе 1.2. График по продолжительности нагрузок применяют в расчетах технико-экономических показателей установки, расчетах потерь электроэнергии, при оценке использования оборудования в течение года и т.д.

Рисунок 7 – годовой график по продолжительности нагрузок

## **1.4 Технико-экономические показатели, определяемые из графиков нагрузки**

Площадь, ограниченная кривой графика активной нагрузки, численно равна энергии, отпущенной с шин подстанции потребителям за рассматриваемый период (год):

Wп= ∑ Pi ×Ti МВт·ч,

где Pi – мощность i- ступени графика Ti – продолжительность ступени.

По данным таблицы 2 определяем: Wп = 121086,3 МВт·ч.

Средняя нагрузка по графику за рассматриваемый период (год) равна:

Pср= Wп / T МВт,

где: T – длительность рассматриваемого периода;

Wп – электроэнергия за рассматриваемый период.

Рср = 121086,3/ 8760 = 13,8 МВт

Степень неравномерности графика работы электроустановки оценивают коэффициентом заполнения:

kзап = Wп / Pmax · T= Pср/ Pmax

kзап = 13,8 / 20,55 = 0,672.

Коэффициент заполнения графика нагрузки показывает, во сколько раз отпущенное с шин количество электроэнергии за рассматриваемый период меньше того количества электроэнергии, которое было бы отпущено с шин подстанции за то же время, если бы нагрузка установки все время была бы максимальной. Очевидно, что чем равномернее график, тем ближе значение kзап к единице.

Для характеристики графика нагрузки подстанции можно воспользоваться числом часов максимальной нагрузки и числом часов максимальных потерь за год.

Параметры Тнб и  можно найти аналитически по формулам:





где Рi - значение мощности в интервале времени t;

n – количество интервалов;

Рнб- пиковая (наибольшая) мощность в двухчасовом интервале по графику.

В соответствии с принятыми ограничениями ti=2 часам, n=12 интервалам, PНБ определяется по суммарной активной нагрузке (без учета потерь): PНБ = 20,55 МВт. 





##

## **1.5 График полной мощности подстанции**

Построение графика полной мощности подстанции необходимо для выбора и проверки на перегрузочную способность трансформаторов на подстанции. Для этого необходимо произвести расчет средневзвешенного коэффициента мощности нагрузки для каждой ступени графика нагрузки - tgφсв:

tg φсв(i) = P1(i) · tg φ1 + P2(i) · tg φ2 +…./ ∑ P1-n(i).

По результатам расчетов определено, что tg φсв1 = 0,667.

Далее вычисляется полная мощность с учетом выше найденных средневзвешенных коэффициентов для каждого часа графика полной мощности подстанции:



где P∑- сумма активных мощностей i-ступени графика полной мощности подстанции по разделу 1.2. Расчет проводим в таблице 3. По полученным значениям мощностей S(i) строим график полной мощности подстанции.

Рисунок 8 – График полной мощности подстанции

**2 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ**

Число трансформаторов, устанавливаемых на подстанциях всех категорий принимается, как правило, не более двух. При установке двух трансформаторов и отсутствия резервирования по сетям низшего напряжения мощность каждого из них выбирается с учетом загрузки трансформатора не более 70% от суммарной максимальной нагрузки подстанции в номинальном режиме[1].

Мощность трансформатора на подстанции должна быть такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учетом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей третьей категории. В соответствии с существующей практикой проектирования мощность трансформаторов на подстанции рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 40% на время максимума по условию:

Sн.тр. ≥ Smax / 1,4 МВА,

где Smax - максимальная расчетная мощность подстанции по расчету раздела 1.5.

Sн.тр. ≥ 24,59 / 1,4 ≥ 17,6 МВА.

По справочнику [2] выбираем трансформатор ТРДНС-25000/35 мощностью 25 МВА.

При выборе мощности трансформатора нельзя руководствоваться только их номинальной мощностью, так как в реальных условиях температура окружающей среды, условия установки трансформатора могут быть отличными от принятых. Нагрузка трансформатора меняется в течение суток, и если мощность выбрать по максимальной нагрузке, то в периоды спада ее трансформатор будет не загружен, т.е. недоиспользована его мощность. Опыт эксплуатации показывает, что трансформатор может работать часть суток с перегрузкой, если в другую часть суток его нагрузка меньше номинальной. Критерием различных режимов является износ изоляции трансформатора.

Нагрузочная способность трансформатора – это совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

Допустимая нагрузка – это длительная нагрузка, при которой расчетный износ изоляции обмоток от нагрева не превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Перегрузка трансформатора – режим, при котором расчетный износ изоляции обмоток превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы. Такой режим возникает, если нагрузка окажется больше номинальной мощности трансформатора или температура окружающей среды больше принятой расчетной номинальной мощности возможны за счет неравномерности нагрузки течении суток.

**2.1 Построение эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки подстанции**

Для подсчета допустимой систематической перегрузки трансформатора действительный график преобразуется в эквивалентный двухступенчатый. При преобразовании исходного графика нагрузки в эквивалентный график нагрузки рассматриваются три случая:

1) исходный график имеет один максимум (тепловой импульс- площадь ограниченная линией номинальной мощности трансформатора и ординатой мощности графика).

В этом случае длительность предшествующего десятичасового периода откладывается до начала периода перегрузки.

2) исходный график имеет два максимума, причем больший по тепловому импульсу следует за меньшим.

В этом случае величина и длительность перегрузки определяется по параметрам большего максимума, а меньший максимум учитывается в эквивалентной начальной нагрузке предшествующего десятичасового периода, т.е. длительность десятичасового периода откладывается в сторону меньшего максимума по тепловому импульсу.

3) исходный график имеет два максимума, причем меньший по тепловому импульсу следует за большим.

В этом случае величина и длительность перегрузки определяется по параметрам большего максимума, а меньший максимум учитывается в эквивалентной начальной нагрузке, которая определяется по десятичасовому периоду, следующему за большим максимумом, т.е. длительность десятичасового периода также откладывается в сторону меньшего максимума по тепловому импульсу. В нашем варианте имеем случай 3.

Эквивалентная нагрузка трансформатора на рассматриваемом интервале времени определяется по уравнению [ 9 ]:



где S1, S2, …Sm – значения нагрузки в интервалах времени десятичасового периода t1, t2, ..tn; (n = 10) до начала максимума нагрузки.

 МВА.

Эквивалентная максимальная нагрузка эквивалентного графика в интервале времени tm1, tm2, и др. определяется по выражению:



где Sэкв.2 - эквивалентная нагрузка трансформатора за период перегрузки.

 Si - Sn – мощности графика нагрузки подстанции в период перегрузки.

 ti - tn - длительность ступеней перегрузки.

МВА.

Далее определяются коэффициенты начальной нагрузки k1 и k2 - превышения нагрузки по [ 9 ]:

k1 = / SH = 16,77/25=0,671;

k2 = / SH = 22,1/25=0,834.

Эквивалентный график нагрузки изображен на рисунке 9.

k

 0,884

 0,671

 0 8 22 t, ч

Рисунок 9 – Двухступенчатый график нагрузки

Далее по графикам на рисунках Д1 и Д2 [1] при известных k1 и длительности перегрузки (ti - tn)=tпер.=14 ч определяется коэффициент допустимой перегрузки k2доп=1,15. Поскольку k2доп=1,15≥k2=0,884, то трансформатор может систематически перегружаться по данному графику нагрузки.

На главной понижающей подстанции устанавливаем два силовых трансформатора типа ТРДНС-25000/35, UВ = 115 кВ, UН = 10,5 кВ, S = 25 МВА, Рк = 115 кВт, Рхх = 25 кВт, Uк = 10,5 %, Iхх = 0,65%, РПН ± 9х1,6%.

**2.2 Выбор трансформатора собственных нужд**

Подстанции средней мощности (единичная мощность до 63 МВА) проектируются с питанием цепей защиты, управления, сигнализации на переменном оперативном токе.

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов с установленными в них электрическими аппаратами и приборами; электрическое отопление и освещение, системы пожаротушения.

Установленную мощность трансформатора собственных нужд (ТСН) подстанции можно найти по формуле:

Sсн =0,05 Smax, МВА.

Sсн =0,05·24,59 = 1,23 МВА

Для повышения надежности электроснабжения цепей собственных нужд трансформатор присоединяется к выводу низкого напряжения силового трансформатора на участке между трансформатором и выключателем ввода. На двухтрансформаторных подстанциях рекомендуется устанавливать два трансформатора собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ. Для нашей подстанции выбираем два трансформатора марки ТСЗ-1600/10.

**3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ**

Упрощенная принципиальная электрическая схема подстанции разрабатывается на основании структурной схемы с учётом количества присоединений, номинального напряжения и требований к надежности.

В соответствии с п.3.1 [6] схемы электрические распределительных устройств выбираются по типовой работе «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения» [7].

В соответствии с п. 3.2 [6] для РУ 35-220 кВ в зависимости от надежности и резервирования сети следует применять схемы:

- с одинарной системой шин, секционированной выключателем или двумя развилками из двух выключателей, включенными, как правило, в цепи питающих присоединений;

- с двойными секционированными системами шин.

Схемы с обходной системой шин, а также с количеством выключателей на цепь более одного, должны приниматься только при специальном обосновании.

**3.1 Выбор схемы электрических соединений на стороне ВН**

При выборе электрической схемы учитываются следующие основные факторы: номинальное напряжение, назначение РУ, число присоединений, их мощность, ответственность, режим работы, схема сети, к которой присоединяется данное РУ, очередность сооружения и перспектива дальнейшего расширения.



Рисунок 10 – Схема распределительного устройства 35 кВ

Выбор схемы РУ-35 кВ проводим с учетом п.2.3 [8]. Выбираем схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [7].

**3.2 Описание схемы электрических соединений на стороне ВН**

**Количество присоединений.**

Два присоединения трансформаторов и два линейных присоединения.

**Этапность развития.**

Возможно расширение до схемы с одной или двумя системами сборных шин (с обходной системой шин либо без нее). При этом учитываются следующие конструктивные особенности. Под каждое присоединение, включая перемычку, предусматривают отдельную ячейку, аналогично компоновкам схем с одной - двумя системами сборных шин. Каждый участок ошиновки между выключателями и ремонтной перемычкой выполняют в виде отдельной системы или секции системы сборных шин (типовые решения для схем с одной - двумя системами сборных шин). Разъединители со стороны присоединения линий и (авто)трансформаторов устанавливаются под выходными линейными порталами. При поэтапном расширении секционный или шиносоединительный выключатель устанавливается в ячейке перемычки.

**Основные условия применения.**

а) подключенная к двухцепной линии, от которой запитаны и другие подстанции.

б) в нормальном режиме разъединители в неавтоматической перемычке отключены, остальные разъединители, а также выключатели в схеме включены.

**Экономические критерии применения.**

а) требует две ячейки выключателей на четыре присоединения (два трансформатора и две линии).

б) занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений.

в) наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений.

**Критерии надежности.**

а) отказ линии или выключателя приводит к отключению по одному трансформатору на всех смежных подстанциях, подключенных к данной линии. Рассматриваемые отказы не должны приводить к ограничению электроснабжения потребителей при достаточной нагрузочной способности оставшихся в работе трансформаторов, а также действии автоматического ввода резерва на стороне низшего и среднего (при наличии) напряжения трансформатора.

б) при трех-четырех и более ответвительных подстанций, подключенных к линиям с двухсторонним питанием, рекомендуется рассмотреть целесообразность секционирования этих линий за счет использования на одной из подстанций соответствующей схемы, например, заход-выход.

в) неавтоматическую перемычку со стороны линий следует устанавливать только при наличии технико-экономических обоснований с учетом фактора надежности, поскольку плановые и аварийные простои линий 35-220 кВ непродолжительны, а параметр потока отказов трансформаторов - один из самых низких среди элементов электрических сетей.

г) является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых (вакуумных) выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ.

**Эксплуатационные критерии.**

а) Простая и наглядная.

б) Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны.

в) Как следствие (п.п. а-б) минимизированы отказы по вине персонала.

**3.3 Выбор схемы электрических соединений на стороне НН**

Выбор схемы РУ 10 кВ проводим с учетом п. 2.9. [8]. Для распределительного устройства РУ-10 кВ имеющего 15 присоединений (два трансформатора и 13 ячеек отходящих линий) принимается типовая схема № 10–1 «Одна секционированная выключателем система шин». [7]



Рисунок 11- Схема распределительного устройства 10 кВ

**3.4 Описание схемы электрических соединений на стороне НН**

**Этапность развития.**

Возможно расширение до схемы с одной секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин, а также до схемы с двумя системами сборных шин и с обходной системой шин либо без нее.

**Основные условия применения.**

а) Наличие попарно резервируемых линий (попарно резервируемые линии, подключенные к различным секциям распределительного устройства; при отключении одной линии ее нагрузка перераспределится на оставшуюся в работе линию), а также линий, резервируемых от других подстанций.

б) Отсутствует необходимость сохранения в работе всех присоединений к каждой секции при ее отключении.

в) п. а и б должны подтверждаться расчетами установившихся режимов при поочередном отключении каждого присоединения, а также секции системы сборных шин. При этом в расчетных ремонтных и послеаварийных режимах в энергосистеме должны обеспечиваться: сохранение статической устойчивости; требуемые уровни напряжения по узлам сети; допустимые токовые нагрузки проводников и аппаратов.

**Экономические критерии применения.**

а) Требует к+1 ячейку выключателя, где к - количество присоединений.

б) Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений.

в) Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений.

**Критерии надежности.**

а) При отказе нормально включенного секционного выключателя возможно полное погашение распределительного устройства.

б) Установка второго последовательно включенного секционного выключателя для исключения погашения распределительного устройства (п. а) нецелесообразна с технико-экономических позиций.

в) Предпочтительна установка двух последовательно включенных секционных выключателей с включением в развилку из них одного присоединения (в том числе и нерезервируемого) для исключения погашения распределительного устройства при единичном отказе секционного выключателя без увеличения количества выключателей в схеме.

г) Является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности при использовании.

**Эксплуатационные критерии.**

а) Простая и наглядная.

б) Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны.

в) Как следствие (п.п. а-б) минимизированы отказы по вине персонала.

На стороне 10 кВ используем ячейки КРУ марки К-59.

# **4 ВЫБОР МАРКИ И СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ЛИНИЙ**

В линиях электропередачи напряжением 35 кВ при нормальных климатических условиях используется провод марки АС.

Сечения проводов линий высокого и низкого напряжения в нормальном режиме определяются по экономической плотности тока.

Экономическое сечение проводника линии вычисляется по формуле:

, мм2

где Imax - максимальный ток нормального рабочего режима

jэк – экономическая плотность тока, зависящая от материала проводника и Tmax.

Экономическая плотность тока определяется по таблице 1.3.16 ПУЭ [4] и для алюминиевых проводов при Tmax=5893 часов составляет 1 А/мм2.

Максимальный ток нормального рабочего режима определяется по формуле:

 , А

где Smax – максимальная расчетная мощность подстанции, кВА;

*n*- количество цепей питающей линии (по заданию);

UВН – напряжение питающей линии, кВ.





По значению экономического сечения выбираем ближайшее стандартное сечение проводника. Выбираем провод АС 185/24.

Выбранное сечение должно удовлетворять условию нагрева:

Imax ≤ Iдоп ,

где Iдоп – длительно допустимый ток провода.

 Iдоп = 510А по таблице 1.3.29 ПУЭ [4].

203 А < 510 А – условие выполняется.

## **4.1 Проверка сечения проводника по условию короны**

В соответствии с требованиями п. 1.3.33 ПУЭ [4] при напряжении 35 кВ и выше проводники должны быть проверены по условиям образования короны с учетом среднегодовых значений плотности и температуры воздуха на высоте расположения данной электроустановки над уровнем моря, приведенного радиуса проводника, а также коэффициента негладкости проводников.

При этом наибольшая напряженность поля у поверхности любого из проводников, определенная при среднем эксплуатационном напряжении, должна быть не более 0,9 начальной напряженности электрического поля, соответствующей появлению общей короны.

1,07Еmax ≤ 0,9 Ео кВ/см - при горизонтальном расположении проводников.

Максимальная напряженность поля у поверхности нерасщепленного провода:

, кВ/см

где U=37 - линейное напряжение, кВ

rо=0,945 – радиус провода, см

Dср – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см





Начальное значение критической напряженности электрического поля:

, кВ/см

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, m = 0,82.



1,07·5,72=6,12 кВ < 0,9·32,5 = 29,3 кВ - условие выполняется.

# **5 РАСЧЕТ ТОКОВ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ**

Основной причиной аварийных режимов в электроустановках являются трехфазные, двухфазные, двухфазные на землю и однофазные короткие замыкания.

Расчеты аварийных режимов при проектировании электрической установки необходимы для выбора подстанционной аппаратуры и проверки токоведущих частей на их термическую и электродинамическую стойкость, а также для расчета релейной защиты и заземляющих устройств.

В курсовом проекте необходимо произвести расчет токов трехфазного короткого замыкания на стороне высокого (точка К1) и низкого напряжения (точка К2) трансформаторной подстанции.

Все элементы этой сети должны быть представлены своими схемами замещения. На этих схемах приводятся активные и индуктивные сопротивления элементов, по которым возможно протекание токов короткого замыкания.

Пример такой схемы замещения приведен на рисунке 10.



Рисунок 10 – Схема замещения для расчета токов КЗ

На рисунке 10: Хс, Xл , Xт - индуктивные сопротивления системы, линии высокого напряжения, трансформатора. Rл, Rт - активные сопротивления линии высокого напряжения, трансформатора.

Расчет токов короткого замыкания выполняется в системе именованных единиц [5].

## **5.1 Расчет сопротивлений схемы замещения**

Определяем индуктивное сопротивление системы:



где Uвн – напряжение питания, кВ,

Sкз – мощность короткого замыкания, МВА – по заданию.



Активное сопротивление линии высокого напряжения:



Индуктивное сопротивление линии высокого напряжения:



где Rо и Lо – удельные активное и индуктивное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина линии, км.





Результирующее сопротивление для точки К1:





Сопротивления силового трансформатора по отношению к точке К2 (сторона НН) определяем по формулам:







В связи с применением на подстанции трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения корректировку его сопротивления при определении тока КЗ в точке К2 произведем по формулам [3]:

 Ом,

 Ом,

где *КР* – коэффициент расщепления, для трехфазных трансформаторов  *КР*=3,5.

Суммарное сопротивление цепи трансформатора при КЗ на шинах низшего напряжения:

 Ом.

Проводим пересчет сопротивлений системы и линии для точки К2:







Результирующее сопротивление для точки К2:





## **5.2 Расчет токов трехфазного короткого замыкания**

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания определяем по формулам:







.

## **5.3 Расчет ударного тока короткого замыкания**

Максимальное значение полного тока –ударный ток возникает в сети примерно через 0,01 с после начала процесса короткого замыкания. При этом считается, что периодическая составляющая тока не претерпевает существенных изменений и остается равной, как и в начальный момент. При этом учитывается лишь затухание апериодической составляющей тока короткого замыкания. На основании этого ударный ток определяем по формуле [5]:



kу – ударный коэффициент, определяется по формуле:

,

где Та – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.















# **6 ВЫБОР ОШИНОВКИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИ**

Определим токи нагрузки и расчетные токи для выбора и проверки оборудования, исходя из допустимой перегрузки трансформаторов в 40%:

Iрасч = , А

Iрасч1 = 

Iрасч = , А

Iрасч2 = 

Таблица 6 - Результаты расчета токов

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Точка КЗ | Iп, кА | iу, кА | Iрасч, А |
| К-1 | 1,21 | 2,23 | 546 |
| К-2 | 2,67 | 5,52 | 1924 |

Все аппараты, изоляторы, шины, кабели должны удовлетворять условиям окружающей среды и роду установки, условиям работы при нормальном режиме и при КЗ и требованиям технико-экономической целесообразности.

При выборе аппаратуры намечаем тип распределительного устройства 35 кВ - открытое и тип комплектного распределительного устройства 10 кВ - КРУ.

Все аппараты, шины, изоляторы и кабели выбираются по номинальным параметрам и проверяются на стойкость при действии токов КЗ. При проверке шин, аппаратов и кабелей на термическую стойкость выдержку времени релейной защиты на отходящих фидерах принять равной 0,7 с, для сборных шин 10 кВ - 1,4 с.

При необходимости ограничения токов КЗ в первую очередь следует рассмотреть вопрос о применении трансформаторов с расщепленными обмотками, затем - возможность группового реагирования на вводе силового трансформатора. Предпочтение в этом случае отдавать сдвоенным реакторам.

Выбираем открытое распределительное устройство на 35 кВ в виде унифицированной комплектной подстанции 35/10 кВ с выключателями ВВС-35 кВ с трансформаторами ТРДНС-25000/35. Схема подстанции в разрезе изображена на втором листе графической части.

На низкой стороне устанавливаем комплектное распределительное устройство КРУ-10 кВ с выкатными ячейками типа К59 и вакуумными выключателями BВ/TEL-10. Всего ячеек отходящих линий 14 штук действующих и 18 в резерве:

- 3 линии для населенного пункта;

- 3 линий для предприятия черной металлургии;

- 2 линии для предприятия текстильной промышленности;

- 2 линии для предприятия химической промышленности;

- 3 линии для обогатительной фабрики.

## **6.1 Выбор и проверка ошиновки ОРУ-35 кВ**

Ошиновка ОРУ-35 кВ выполняется гибким проводником. Его сечение, как правило, должно быть равно сечению провода питающей линии. Выбираем для гибкой ошиновки ОРУ-35 кВ провод АС 150/24.

Сечение гибкой ошиновки проверяется по допустимому нагреву. Проверку проводим при номинальной температуре воздуха плюс 25 оС.

Для определения расчетной температуры проводника находим его температуру до момента возникновения КЗ:



где доп. - длительно допустимая температура проводника +70 о С.

о. - температура окружающего воздуха +25 о С.



По кривой определения температуры нагрева проводника при КЗ определяем значение сложной функции температуры проводника до начала КЗ: fн = 32 оС.

Определяем сложную функцию температуры проводника при протекании тока КЗ:



где Вк - импульс квадратичного тока КЗ , определяемый как:



I(3) - начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания

t от кл. = tр.з. + tоткл. в = (0,16÷0,2) с,

tр.з. – время действия основной релейной защиты

tоткл. в – полное время отключения выключателя

k – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника (алюминиевые шины, провода, кабели – 1,054;).

g – сечение проводника, мм2 .





По кривой определения температуры нагрева проводника при КЗ определяем конечное значение температуры проводника в режиме КЗ:



 - значит проводник термически устойчив.

Согласно ПУЭ [4] гибкие проводники на электродинамическую стойкость не проверяются.

## **6.2 Выбор и проверка ошиновки КРУ-10 кВ.**

Выбираем двухполосные алюминиевые шины размером 120х10 мм, установленные на ребро с допустимым током 3200 А.

Проверку на термическую стойкость проводим аналогично проверке круглого проводника.



По кривой определения температуры нагрева проводника при КЗ определяем значение сложной функции температуры проводника до начала КЗ: fн = 40 оС.





По кривой определения температуры нагрева проводника при КЗ определяем конечно значение температуры проводника в режиме КЗ:



 - значит проводник термически устойчив.

Жесткая ошиновка дополнительно проверяется электродинамическую стойкость при КЗ. Жесткие шины, закрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по формуле:



где iу – ударный ток трехфазного КЗ, А;

а – расстояние между соседними фазами, м.



Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент М:



где l – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м.



Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:



где W – момент сопротивления шины на изгиб, см3.

Для двухполосных шин при установке на ребро:







- условие электродинамической стойкости выполняется.

## **6.3 Выбор и проверка электрических аппаратов**

На высокой стороне 35 кВ выбираем следующие аппараты: разъединители РНДЗ-35, выключатели ВБЭ-35.

Выбор оборудования производим методом сравнения по следующим условиям:

1. Uном > Uрасч 2. Iном > Iрасч

3. Iном.откл > Iпо 4. Iтерм.уст. > I∞

5. Iдин.уст. > iу 6. Вкдоп > Вкрасч

Таблица 7 – Оборудование ОРУ-35 кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование параметра | Номинальное значение  | Расчетноезначение |
| Тип трансформатора  | ТРДНС -25000/35 |  |
| Номинальный ток ВН | 390 А |  |
| Номинальный ток НН | 1369 А |  |
| Напряжение КЗ  | 10,5 % |  |
| Потери КЗ | 115 кВт |  |
| Ток ХХ  | 0,45 % |  |
| Потери ХХ  | 25 кВт |  |
| Схема и группа соединения обмоток  | Yо/Δ –11 |  |
| Вид регулирования  | ВН – РПН ± 9х1,6% |  |
| Вид охлаждения | Д /дутьевое с циркуляцией/ |  |
| Гибкая ошиновка ВН | провод АС - 240 |  |
| Гибкая ошиновка НН | провод АС - 240 |  |
| Разъединители РЛ  | РЛНДЗ-2-35/1000У1 |  |
| Разъединители РТ, РС | РНДЗ-1б-35/1000У1 |  |
| Номинальный ток разъединителей | 1000 А | 546 А |
| Предельный сквозной ток разъединителей | 52 кА | 1,21 кА |
| Ток термической стойкости разъединителей | 32 кА / 4 с | 1,04 кА / 0,7084 с |
| Тип привода всех разъединителей  | ПРН – 220М |  |
| Ограничители перенапряжения | ОПН-35 |  |

Таблица 8 – Оборудование РУ-10 кВ

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Марка |
| Трансформатор собственных нужд ТСН-10 кВ |
| Тип трансформатора  | ТСЗ-1600/10 |
| Тип предохранителя | ПКТ-10 |
| Трансформатор напряжения ТН-10 кВ |
| Тип трансформатора  | НАМИ-10 |
| Тип предохранителя | ПКН-10 |
| Защита от перенапряжений |
| Ограничители перенапряжения | ОПН-10 |
| Трансформаторы тока |
| Тип трансформаторов | ТШЛ-10 |

Таблица 9 – Выбор и проверка высоковольтных выключателей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметр выключателя | Номинальное значение | Расчетное значение |
| **Марка выключателя ввода 10 кВ** | BB/TEL-10-20/2500У3 |  |
| Номинальное напряжение  | 12 кВ | 10,5 кВ |
| Номинальный ток  | 2500 А | 1924 А |
| Номинальный ток отключения | 31,5 кА | 2,67 кА |
| Ток термической устойчивости | 20 кА | 2,67 кА |
| Ток электродинамической устойчивости | 31,5 кА | 5,52 кА |
| Импульс термической устойчивости | Вкп=1200 кА2·с | Вкр= 10,1 кА2·с |
| Тип привода выключателя | электромагнитный |  |
| **Марка выключателя фидера 10 кВ** | ВВ/TEL-10-20/630У3 |  |
| Номинальное напряжение  | 12 кВ | 10,5 кВ |
| Номинальный ток  | 630 А | 152 А |
| Номинальный ток отключения | 31,5 кА | 2,67 кА |
| Ток термической устойчивости | 20 кА | 2,67 кА |
| Ток электродинамической устойчивости | 31,5 кА | 5,52 кА |
| Импульс термической устойчивости | Вкп=1200 кА2·с | Вкр= 10,1 кА2·с |
| Тип привода выключателя | электромагнитный |  |

Для защиты трансформаторов напряжения устанавливаем нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-35 перед самими трансформаторами напряжения. Для зашиты силовых трансформаторов устанавливаем ОПН-35 и ОПН-10 в непосредственной близости от силовых трансформаторов. Для защиты от перенапряжений трансформаторов напряжения 10 кВ и сборных шин 10 кВ устанавливаем ОПН-10 в ячейках трансформаторов напряжения. Также устанавливаем ОПН-10 для защиты трансформаторов собственных нужд.

##

## **6.4 Контрольно-измерительная аппаратура**

**Выбор трансформаторов тока**

Для измерения нагрузки по стороне ВН и обеспечения работы устройств РЗА и счетчиков электроэнергии применяются трансформаторы тока типа ТВТ-35 по два трансформатора в каждой фазе последовательно со схемой соединения – треугольник. Трансформаторы тока устанавливаем 1 класса точности.

Т - трансформатор тока

В - встроенный

Т - в силовой трансформатор

В ячейках 10 кВ применяются трансформаторы тока типа ТШЛ-10.

Т - трансформатор тока

Ш - шинный

Л - с литой компаундной изоляцией

На вводе схема соединения - полная звезда, в ячейке секционного выключателя и фидеров – схема неполная звезда.

В силу того, что индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, принимается Z2 ≈ r2 .

Общее сопротивление вторичной цепи трансформатора тока состоит из сопротивлений приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

r2 = rприб. + rпр. + rк.

Сопротивление приборов определяется по выражению:



где Sприб – мощность потребляемая приборами, ВА;

I2н - вторичный номинальный ток трансформатора тока, 5 А.

Сопротивления контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех измерительных приборах и 0,1 Ом при большем количестве приборов.

Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. При выполнении вышеуказанного условия необходимо, чтобы

rпр = r2ном. - rприб. - rк

Зная rпр можно определить сечение соединительных проводов:

q = ρlрасч./ rпр мм2,

где ρ - удельное сопротивление материала провода (медь- 0,0175; алюминий – 0,0283)

lрасч – расчетная длина проводов, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (схема полной звезды lрасч = l, схема неполной звезды lрасч= , где l – фактическая длина соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов для разных систем напряжений: l=(3-5)м при Uн =10 кВ, l=(50-60)м при Uн =35 кВ, l=(80-120)м при Uн =35 кВ.

В качестве соединительных проводов применять многожильные контрольные кабели. По условию механической прочности минимальное сечение медной жилы 2,5 мм2 , алюминиевой 4 мм2.

К трансформаторам тока подключено по три прибора с каждой стороны напряжения.



rпр1 = 1,2 – 0,18 – 0,1 = 0,92 Ом

rпр2 = 1,0 – 0,18 – 0,1 = 0,72 Ом

q1 = 0,0283·100 / 0,92 = 3,0 мм2

q2 = 0,0283·5 / 0,72 = 0,2 мм2

Выбираем сечение проводов q1 = 4 мм2 на стороне 35 кВ и q2 = 4 мм2 на стороне 10 кВ.

**Выбор трансформаторов напряжения**

Для измерения напряжения и контроля изоляции сети 35 устанавливаем три однофазных трансформатора напряжения НКФ-35. Для измерения напряжения и контроля изоляции сети 10 кВ применяем трехфазный трансформатор напряжения типа НАМИ-10, который установлен в ячейке КРУ на выкатной тележке. Схемы соединения обмоток – звезда/звезда с нулем/разомкнутый треугольник. Трансформаторы напряжения устанавливаем 1 класса точности.

Расчетная нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения **S2** определяется суммой активной ΣPприб. и реактивной ΣQприб. мощностей присоединенных измерительных приборов и реле:

Таблица 10 - Проверка ТН на допустимую нагрузку:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Измерительный прибор | Обозн. | Тип | Класс точности | Потребляемая мощность одной катушки, ВА (Вт) |
| напряжения | тока |
| Вольтметр | V | Электромагнитный | 1,5 | 3 | - |
| Ваттметр | W | Электродинамич. | 2,5 | 5 | 0,5 |
| Варметр | Var | Электродинамич. | 1,5 | 0,2 при *U*=100 В | 0,6 при *U*=380 В | 2 |
| Трёхфазный счётчик активной электроэнергии | Wh | Электронный | 2 | 0,5 | 2,5 |
| Трёхфазный счётчик реактивной электроэнергии | Varh | Электронный | 2 | 0,5 | 2,5 |

Суммарная потребляемая мощность катушек приборов подключенных к TV2:

S2 = 3 + 5 + 0,5 + 0,2 + 2 + 0,5 + 2,5 + 0,5 + 2,5 = 16,7 ВА

Допустимая нагрузка ТН для класса точности 1,0 составляет Sном = 200 ВА.

S2 = 16,7 ВА < Sном = 200 ВА - условие выполняется

Таблица 11 – Измерительные трансформаторы

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | TV | TA |
| сторона 35 кВ | НКФ-35 | ТВТ-35-300/5 |
| ввод 10 кВ | НАМИ-10 | ТШЛ-10-2500/5 |
| СВ-10 кВ |  | ТШЛ-10-1250/5 |
| фидера 10 кВ |  | ТШЛ-10-200/5 |

# **Список использованной литературы**

1. Электрическая часть станций и подстанций. Методические рекомендации к курсовой работе. М.: МТИ, 2011.

2. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 4-е изд. М: Энергоатомиздат,1989.– 608 с.

3. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые общего назначения. Допустимые нагрузки.

4. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., перераб. и доп. М: Главгосэнергонадзор России, 2013. – 606 с.

5. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

6. Нормы технологического проектирования подстанций 35-750 кВ. (ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.028-2009)

7. Схемы принципиальные электрические РУ подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. (ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008)

8. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. (ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.047-2010)