

А.С. Сташкевич, С.В. Митрофанов  
А.А. Веремеев

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

*Учебное пособие*



А.С. Сташкевич, С.В. Митрофанов  
А.А. Веремеев

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ



*Учебное пособие*

Оренбург  
2018

УДК 621.311.1(075.8)  
ББК 31.277я73

С78

Рецензент – доцент, кандидат технических наук В.М. Нелюбов

**Сташкевич А.С.**

С78 Электрические станции и подстанции: учебное пособие / А.С. Сташкевич, С.В. Митрофанов, А.А. Веремеев; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2018. – 108 с.

В учебном пособии изложены основные этапы проектирования главной понизительной подстанции, необходимые для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции». Приведены рекомендации по выбору электрических аппаратов и проводников, применяемых на подстанциях. Подробно рассмотрен вопрос выбора, обоснования и проектирования главной электрической схемы подстанции.

Учебное пособие предназначено для обучающихся по образовательной программе высшего образования по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

УДК 621.311.1(075.8)  
ББК 31.277я73

ISBN 978-5-7410-2223-8

© Сташкевич А.С.,  
Митрофанов С.В.,  
Веремеев А.А., 2018  
© ОГУ, 2018

## Содержание

Введение .....	5
1 График электрической нагрузки предприятия .....	7
1.1 Графики электрических нагрузок, коэффициенты их характеризующие .....	7
1.2 Расчет годового графика нагрузки предприятия .....	10
2 Число, тип и мощность силовых трансформаторов (автотрансформаторов) .....	14
2.1 Определение числа трансформаторов на подстанции.....	14
2.2 Определение типа трансформаторов на подстанции .....	14
2.3 Выбор мощности силовых трансформаторов .....	15
3 Главная схема электрических соединений .....	23
3.1 Выбор вариантов главной схемы.....	23
3.2 Обоснование выбора главной схемы .....	26
4 Расчет токов короткого замыкания и определение расчетных условий. Выбор и проверка токоограничивающего реактора.....	27
4.1 Расчет токов короткого замыкания в расчетных присоединениях .....	27
4.2 Определение расчетных условий для проверки электрических аппаратов и токоведущих частей по режиму короткого замыкания .....	31
4.3 Выбор и проверка токоограничивающего реактора.....	33
5 Выбор и проверка шин и связей на стороне высокого напряжения подстанции ....	39
5.1 Выбор и проверка гибких шин и связей на стороне высокого напряжения подстанции .....	41
5.2 Выбор и проверка жестких шин и связей на стороне высокого напряжения подстанции .....	53
6 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне высокого напряжения подстанции .....	58
6.1 Выбор и проверка высокочастотных заградителей .....	58
6.2 Выбор и проверка подвесных изоляторов .....	60
6.3 Выбор и проверка опорных изоляторов.....	62

6.4	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения .....	65
6.5	Выбор и проверка разъединителей.....	66
6.6	Выбор и проверка высоковольтных выключателей .....	69
6.7	Выбор и проверка трансформаторов тока .....	73
6.8	Выбор и проверка трансформаторов напряжения .....	80
7	Выбор и проверка шин и связей на стороне низшего напряжения подстанции.....	83
7.1	Выбор и проверка гибких шин и связей на стороне низшего напряжения подстанции .....	83
7.2	Выбор и проверка жестких шин и связей на стороне низшего напряжения подстанции .....	84
7.3	Выбор и проверка отходящих кабельных линий .....	88
8	Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне низшего напряжения подстанции .....	91
8.1	Выбор и проверка ячеек КРУ .....	91
8.2	Выбор и проверка проходных изоляторов .....	93
9	Собственные нужды подстанции.....	95
10	Расчет заземления и грозозащиты подстанции .....	98
10.1	Расчет заземления подстанции .....	98
10.2	Расчёт грозозащиты подстанции .....	102
11	Техника безопасности и пожарная безопасность на подстанции .....	104
12	Графическая часть проекта .....	106
	Список использованных источников .....	108

## Введение

Проектирование главной понизительной подстанции в настоящее время остается актуальной задачей. Строятся крупные заводы, промышленные и сельскохозяйственные предприятия, что в свою очередь увеличивает рост потребления электроэнергии. Существующих электростанций и подстанций далеко не всегда хватает для покрытия электрических нагрузок в различных регионах страны. Возникает необходимость проектирования и сооружения новых электростанций и подстанций. Одним из видов на сегодня строящихся подстанций является главная понизительная подстанция, полное проектирование которой представлено в данном учебном пособии. Главная понизительная подстанция, получающая питание напрямую от районной энергетической системы по одной или двум линиям электропередач напряжением 35-220кВ, используется в большей степени для питания крупных промышленных предприятий.

В рамках курсового проекта необходимо спроектировать главную понизительную подстанцию для питания промышленного предприятия.

Проектирование главной понизительной подстанции включает в себя следующие основные разделы:

- Расчет годового графика нагрузок предприятия по продолжительности и определение числа часов использования максимума нагрузки.
- Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов, (автотрансформаторов, шунтирующих реакторов). Проверка на систематическую и аварийную перегрузку.
- Выбор структурной схемы электрических соединений и обоснование своего выбора.
- Определение токов короткого замыкания в расчетных присоединениях.
- Определение расчетных условий для проверки электрических аппаратов и токоведущих частей по режиму короткого замыкания.
- Выбор и проверка токоограничивающих реакторов при необходимости.
- Выбор и проверка токоведущих частей на стороне высокого и среднего (при наличии) напряжения подстанции.

- Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне высокого и среднего (при наличии) напряжения подстанции.

- Выбор и проверка токоведущих частей на стороне низшего напряжения подстанции.

- Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне низкого напряжения подстанции.

- Расчет цепей собственных нужд подстанции.

- Расчет системы заземления, включая заземлители и контур заземления.

- Расчет молниезащитных сооружений.

- Техника безопасности и пожарная безопасность на подстанции.

Для помощи студентам в выполнении курсового проекта, в учебном пособии подробно рассмотрены вопросы и представлены основные расчеты по вышеперечисленным разделам.

Правильно спроектированная главная понизительная подстанция в дальнейшем обеспечит длительное надежное электроснабжение промышленного предприятия.

# 1 График электрической нагрузки предприятия

## 1.1 Графики электрических нагрузок, коэффициенты их характеризующие

Изменяющаяся во времени электрическая нагрузка может наглядно представляться графиками электрических нагрузок. Различают: сменные, суточные, годовые; активной, реактивной, полной мощности; зимние и летние.

Назначение и классификация графиков нагрузок.

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения основными являются три вида нагрузок: активная мощность ( $P$ ), реактивная мощность ( $Q$ ) и полная мощность ( $S$ ).

Кривые изменения  $P$ ,  $Q$ ,  $S$  во времени называются графиками нагрузок соответственно по активной, реактивной и полной мощности.

Графики нагрузок подразделяются на индивидуальные - для отдельных промышленных предприятий, и групповые - для группы различных предприятий.

Расчет и построение графиков нагрузок необходимы для:

- 1) Определения времени пуска и остановки энергоагрегатов.
- 2) Определения количества выработанной (потребленной) электроэнергии.
- 3) Определение числа часов использования максимума нагрузки.
- 4) Проведения ремонтных работ оборудования.
- 5) Определения экономичного режима работы электроустановок.
- 6) Подключения новых и расширения действующих систем электроснабжения.

Построение графиков может осуществляться в период эксплуатации электроустановок и при проектировании новых. Эксплуатационные графики строятся по:

- 1) по самописцам -  $P$ ,  $Q$ ,  $S$ ;
- 2) по регистрирующим приборам -  $P$ ,  $Q$ ,  $S$ ;
- 3) по многофункциональным счетчикам.



По продолжительности различают суточные и годовые графики нагрузок предприятия. Каждая отрасль промышленности имеет свой характерный график нагрузок, определяемый технологическим процессом производства.

Основные коэффициенты, характеризующие графики электрических нагрузок:

1. Коэффициент использования -  $K_{и}$ .

Коэффициент использования является основным показателем для расчета нагрузки.

Коэффициент использования активной мощности приемника или группы приемников называется отношение средней активной мощности отдельного приемника (или группы их) к ее номинальному значению (аналогично по полной и реактивной мощности). Этот коэффициент, как и средняя нагрузка относится, как правило, к смене с наибольшей загрузкой приемников.

2. Коэффициент заполнения графика нагрузок -  $K_{зг}$ .

Коэффициент заполнения графика по активной мощности называют отношение средней активной мощности к максимальной за исследуемый период времени. За исследуемый период принимается наиболее загруженная смена.

3. Коэффициент резерва -  $K_{рез}$ .

4. Коэффициент включения -  $K_{в}$ .

Коэффициент включения называется отношение продолжительности включения приемника в цикле ко всей продолжительности цикла. Время включения приемника за цикл складывается из времени работы и времени холостого хода.

5. Коэффициент загрузки -  $K_{з}$ .

Коэффициент загрузки приемника активной мощности называется отношение фактически потребляемой или средней активной мощности (за время включения в течение цикла) к его номинальной мощности. По аналогии рассчитываются коэффициенты по реактивной и полной мощности. Как и коэффициент включения, коэффициент загрузки связан непосредственно с технологическим процессом и изменяется с изменением режима работы приемника.

6. Коэффициент формы -  $K_{ф}$ .

Коэффициентом формы индивидуального или группового графика нагрузок называется отношение среднеквадратического тока (или среднеквадратической полной мощности) приемника или группы приемников за определенный период времени к среднему значению его за тот же период времени.

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика во времени.

#### 7. Коэффициент расчетной мощности - $K_p$ .

Коэффициент расчетной мощности - отношение расчетной активной мощности к значению коэффициента использования, помноженного на номинальную мощность, группы электроприемников. Коэффициент расчетной мощности зависит от эффективного числа электроприемников, средневзвешенного коэффициента использования, а также от постоянного времени нагрева сети, для которой рассчитываются электрические нагрузки.

#### 8 Коэффициент максимума - $K_m$ .

Коэффициентом максимума активной мощности называется соотношение расчетной активной мощности к средней нагрузке за исследуемый период времени. Исследуемый период времени принимаем равным продолжительности наиболее загруженной смены.

#### 9. Коэффициент спроса - $K_c$ .

Коэффициент спроса по активной мощности называется отношение расчетной нагрузки к номинальной реактивной мощности группы приемников.

#### 10. Коэффициент разновременности максимума – $K_{p.з.м}$ .

Коэффициент разновременности максимума называется отношение суммарного расчетного максимума активной мощности узла системы электроснабжения к сумме расчетных максимумов активной мощности отдельных групп электроприемников, входящих в данный узел электроснабжения.

Этот коэффициент характеризует смещение максимумов нагрузок отдельных групп электроприемников во времени, что вызывает снижение суммарного максимума нагрузок узла по сравнению с суммой максимумов отдельных групп.

#### 11. Коэффициент сменности по энергоиспользованию – $K_{с.эн}$ .

Коэффициент сменности по энергоиспользованию - отношение годового потребителя активной электроэнергии к годовому потреблению активной электроэнергии по средней мощности за наиболее загруженную смену. Обычно все расчетные коэффициенты и расчетные нагрузки определяются за наиболее загруженную смену, а, чтобы подсчитать электроэнергию, необходимую на год, вводят коэффициент энергоиспользования, так как в другие смены потребление ее будет меньше.

## 1.2 Расчет годового графика нагрузки предприятия

В задании на курсовое проектирование дан суточный зимний и летний график нагрузки промышленного предприятия. Максимальная нагрузка предприятия задана в полной мощности  $S_{\max}$  или активной мощности  $P_{\max}$ . Расчет начинаем вести с определения суммарной продолжительности  $i$ -той ступени годового графика.

Суммарная продолжительность  $i$ -ой ступени годового графика, ч

$$T_i = T_{i3} + T_{iЛ}, \quad (1.1)$$

где  $T_{i3}, T_{iЛ}$  – суммарная годовая продолжительность  $i$ -ой ступени на зимнем и летнем графиках соответственно, ч.

$$T_{iЛ} = t_{iЛ} \cdot n_{Л}, \quad (1.2)$$

$$T_{i3} = t_{i3} \cdot n_{3}, \quad (1.3)$$

где  $t_{iЛ}, t_{i3}$  – суммарная продолжительность  $i$ -ой ступени по суточному летнему и зимнему графикам соответственно, ч;

$n_{3}, n_{Л}$  - число летних и зимних суток соответственно (принимая число зимних суток 213, число летних 152).

Расчет ступеней графика для удобства можно свести в таблицу, представленной на рисунке 1.1.

№ ступени графика	$S_i$ , о.е.	$t_{is}$ , ч	$t_{il}$ , ч	$T_{is}$ , ч	$T_{il}$ , ч	$T_i = T_{is} + T_{il}$ , ч	$S_i \cdot T_i$ , ч
1	2	3	4	5	6	7	8
Итого:							

Рисунок 1.1 – Пример таблицы для расчета графика нагрузки

Затем на основе данных столбцов 2 и 7 строим годовой график нагрузки по продолжительности для заданной промышленности. Годовой график по продолжительности нагрузок показывает длительность работы подстанции в течении года с различными нагрузками. По оси ординат откладывают нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс – часы года от 0 до 8760 час. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от  $S_{max}$  до  $S_{min}$ . Пример годового графика нагрузки показан на рисунке 1.2.

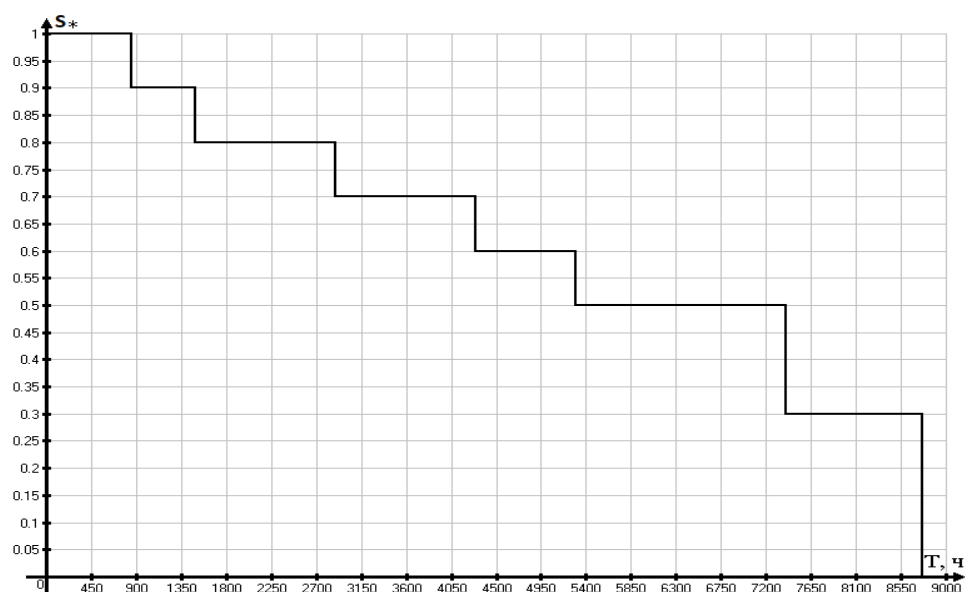


Рисунок 1.2 – Пример годового графика нагрузки предприятия по продолжительности

Если по заданию дана полная мощность, для определения основных параметров и коэффициентов, мощность следует перевести в активную.

Максимальная активная мощность, МВт

$$P_{\max} = S_{\max} \cdot \cos \varphi, \quad (1.4)$$

где  $\cos \varphi$  – заданный коэффициент мощности подстанции.

Далее определяем суточный расход электроэнергии, используя формулу, МВт·ч

$$W_c = \sum_{i=24}^{24} P_i \cdot t_i, \quad (1.5)$$

где  $P_i$  и  $t_i$  – соответственно мощность и продолжительность  $i$ -той ступени.

Далее найдем среднесуточную нагрузку, МВт

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_c}{t_c}, \quad (1.6)$$

где  $t_c=24$  ч – продолжительность суток.

Затем определяем коэффициент заполнения графика, отображающий степень неравномерности работы электроустановок

$$K_{\text{зг}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}. \quad (1.7)$$

Из построенного годового графика продолжительности нагрузок определяем годовое потребление электроэнергии по выражению, МВт·ч

$$W_{\Gamma} = \sum_{i=0}^n P_i \cdot T_i, \quad (1.8)$$

где  $T_i$  – суммарная продолжительность ступеней на летнем и зимнем графике, ч.

Для выбора токоведущих частей нам понадобится число часов использования максимума нагрузки, число часов определим по формуле, ч

$$T_{\max} = \frac{W_{\Gamma}}{P_{\max}}. \quad (1.9)$$

Остальные коэффициенты для дальнейшего расчета нам не понадобятся, находить их необязательно.

## **2 Число, тип и мощность силовых трансформаторов (автотрансформаторов)**

### **2.1 Определение числа трансформаторов на подстанции**

Число трансформаторов выбирается в зависимости от мощности и ответственности потребителей, а также от наличия среднего напряжения на подстанции. При повреждении в одном трансформаторе питание ответственных потребителей в цепях низшего и среднего напряжения должно прерываться лишь на время автоматическое срабатывание защиты. Наиболее часто на понижающих подстанциях устанавливается два трансформатора или автотрансформатора. При соответствующем обосновании на понижающих подстанциях возможна установка одного или более двух трансформаторов (автотрансформаторов). Например, при отсутствии потребителей первой и второй категорий может устанавливаться один трансформатор, а установка более двух трансформаторов может применяться в тех случаях, когда нельзя обеспечить надежное питание всех разнородных потребителей данного предприятия с учетом особенностей режима их работы.

### **2.2 Определение типа трансформаторов на подстанции**

При выборе типа трансформаторов стремятся сократить затраты как на сами трансформаторы, так и на сооружение распределительного устройства (РУ), уменьшая его размер и число необходимой электрической аппаратуры.

Расход активных материалов в трехфазных трансформаторах на 25-30% меньше, чем в группе однофазных трансформаторов равной мощности.

Поэтому рекомендуется применять трехфазные трансформаторы, и только в случае невозможности изготовления заводами трансформаторов необходимой мощности или при наличии транспортных ограничений допускается применение групп из двух трехфазных или трех однофазных трансформаторов.

На подстанциях с наличием РУ высокого и среднего напряжения в качестве связи между этими РУ применяются трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы. Применение автотрансформаторов позволяет на 20-50% сократить затраты на сооружение и эксплуатацию подстанции. Однако применение автотрансформаторов в сетях с изолированной нейтралью или нейтралью, заземленной через дугогасительные катушки, может привести к возникновению опасного повышения потенциала нейтрали автотрансформаторов, что ограничивает их применение в таких сетях. Также автотрансформаторы не применяют в сетях где имеется постоянный фазовый сдвиг.

На подстанциях при наличии только РУ высокого и низкого напряжения применяются двухобмоточные трансформаторы или трансформаторы с расщепленной обмоткой, применение трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов на таких подстанциях экономически нецелесообразно.

С целью ограничения токов короткого замыкания при мощности трансформаторов 25000 кВА и выше рекомендуется применять трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Все трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы, а также двухобмоточные трансформаторы и трансформаторы с расщепленной обмоткой подстанций и станций, кроме включенных в блоки с генераторами, должны иметь встроенные устройства для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

## **2.3 Выбор мощности силовых трансформаторов**

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. При выборе мощности трансформаторов следует добиваться как экономически целесообразного режима работы, так и соответствующего обеспечения резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов.



На однотрансформаторных подстанциях номинальную мощность трансформатора выбирают с учетом возможности систематических перегрузок, МВА

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{K_2}, \quad (2.1)$$

где  $S_{\text{расч}}$  – расчетная мощность подстанции, МВА;

$K_2$  – допустимый коэффициент систематической перегрузки трансформатора, согласно ГОСТ 14209-85.

Расчетная мощность определяется, МВА

$$S_{\text{расч}} \geq \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi}, \text{ или } S_{\text{расч}} \geq S_{\text{max}}. \quad (2.2)$$

При установке на подстанции более одного трансформатора расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшиеся в работе трансформаторы с учетом их аварийной перегрузки должны передавать всю необходимую мощность, МВА

$$S_{\text{расч}} \geq \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi \cdot (n - 1)}, \text{ или } S_{\text{расч}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{(n - 1)}, \quad (2.3)$$

где  $n$  – число трансформаторов, шт.

Номинальная мощность трансформатора определяется, МВА

$$S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав.}} \geq S_{\text{расч}}, \quad (2.4)$$

где  $k_{\text{п.ав.}}$  – расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов, предварительно можно принять равным 1,4.

В случае если на подстанции устанавливаются компенсирующие устройства реактивной мощности, то номинальную мощность трансформаторов находят следующим образом.

По суточному зимнему графику нагрузки предприятия, т.к. в зимний период нагрузка максимальная, определяем относительную величину среднеквадратичной мощности

$$S_{\text{ср.кв.}}^* = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{i=1}^k t_i}}, \quad (2.5)$$

где  $S_i^*$  – мощность ступени нагрузки в относительных единицах;

$t_i$  – продолжительность ступени, ч;

$k$  – количество ступеней графика.

Номинальная мощность трансформатора будет определяться по выражению, МВА

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{ср.кв.}}^* \cdot S'_{\text{max}}, \quad (2.6)$$

где  $S'_{\text{max}}$  – максимальная нагрузка подстанции с учетом компенсирующих устройств, МВА.

$$S'_{\text{max}} = \sqrt{P_{\text{max}}^2 + (Q_{\text{max}} - Q_{\text{ку}})^2}, \quad (2.7)$$

где  $Q_{\text{max}}$  – максимальная реактивная мощность подстанции, МВАр;

$Q_{\text{ку}}$  – мощность компенсирующих устройств, МВАр.

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.8)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  определяется по заданному значению  $\cos \varphi$ .

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{кy}} = Q_{\max} - Q_{\text{эс}}, \quad (2.10)$$

где  $Q_{\text{эс}}$  – реактивная мощность энергосистемы, МВАр.

$$Q_{\text{эс}} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{б}}, \quad (2.11)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{б}}$  – базовый коэффициент реактивной мощности подстанции.

Для сети 6 – 20 кВ, присоединенной к шинам подстанций с высшим напряжением 35, 110–150 и 220–330 кВ, базовый экономический коэффициент реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{б}}$  принимается равным соответственно 0,25; 0,3 и 0,4.

Далее выбираем марку компенсирующих устройств, устанавливаемых на подстанции для компенсации реактивной мощности, и записываем их параметры.

Затем по полученной  $S_{\text{ном}}$  опираясь на стандартный ряд мощностей силовых трансформаторов по ГОСТ 12965-85, ГОСТ 17544-85 предварительно выбираем к установке одинаковые трансформаторы ближайшей мощности.

Выбранные трансформаторы необходимо проверить на систематическую и аварийную перегрузку.

### 2.3.1 Проверка трансформаторов на систематическую перегрузку.

Систематическая перегрузка трансформатора допустима за счет неравномерности нагрузки его в течении суток (года). Определяется коэффициент перегрузки  $K_{\text{нт}}^*$  трансформаторов

$$K_{HT}^* = \frac{2 \cdot S_{НОМ}}{S'_{max}}, \text{ или } K_{HT}^* = \frac{2 \cdot S_{НОМ}}{S_{max}}. \quad (2.12)$$

Если  $K_{HT}^* \geq 1$ , то трансформаторы не испытывают систематической нагрузки и проверка не требуется. В противном случае на суточный зимний график нагрузки наносим линию параллельную оси абсцисс с ординатой равной величине  $K_{HT}^*$ . По пересечению графика нагрузок и линии  $K_{HT}^*$  определяем предварительное время перегрузки  $t_{\Pi}'$ .

Определяем коэффициент начальной загрузки  $K_1$

$$K_1 = \frac{1}{K_{HT}^*} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{t < t_{\Pi}} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t < t_{\Pi}} t_i}}. \quad (2.13)$$

В формуле 2.13 суммирование ведется по тем ступеням графика, которые не относятся к зоне перегрузке.

Определяем предварительный коэффициент перегрузки по графику

$$K_2' = \frac{1}{K_{HT}^*} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{t=t_{\Pi}} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t=t_{\Pi}} t_i}}. \quad (2.14)$$

В выражении 2.14 суммирование ведется по тем ступеням графика, которые относятся к зоне перегрузки.

Далее определяем

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}} \cdot n}, \text{ или } K_{\max} = \frac{S'_{\max}}{S_{\text{ном}} \cdot n}. \quad (2.15)$$

Если  $K'_2 \geq 0,9 \cdot K_{\max}$ , то принимаем расчетный коэффициент перегрузки  $K_2 = K'_2$ , а время перегрузки  $t_{\text{п}} = t'_{\text{п}}$ , иначе принимаем  $K_2 = 0,9 \cdot K_{\max}$ , а время перегрузки корректируем по выражению

$$t_{\text{п}} = \frac{(K'_2)^2 \cdot t'_{\text{п}}}{(0,9 \cdot K_{\max})^2}. \quad (2.16)$$

По таблицам ГОСТ 14209-85 систематических перегрузок, в зависимости от  $K_1$ ,  $t_{\text{п}}$ , эквивалентной температуры охлаждающей среды  $\Theta$  (так как выбор трансформатора осуществлялся по зимнему графику, имеющему больший максимум нагрузки, то в качестве  $\Theta$  принимаем эквивалентную зимнюю температуру) и системы охлаждения трансформатора, находим допустимый коэффициент перегрузки  $K_{2\text{доп}}$ .

Проверку осуществляем по выражению

$$K_2 \leq K_{2\text{доп}}. \quad (2.17)$$

Если условие 2.17 не выполняется, то увеличивают мощность трансформатора на одну ступень и повторяют расчет.

### 2.3.2 Проверка трансформаторов на аварийную перегрузку.

Определим коэффициент покрытия трансформатором нагрузки подстанции в аварийном режиме по формуле

$$K_{\text{нт ав}}^* = \frac{S_{\text{ном}}}{S'_{\max}}, \quad (2.18)$$

Так как значение коэффициента меньше единицы, то трансформатор испытывает аварийные перегрузки, поэтому на график наносим линию с ординатой  $K_{\text{HT ав}}^*$ .  
 Определяем предварительное время аварийной перегрузки  $t'_{\text{п.ав.}}$ .

Коэффициент начальной загрузки в аварийном режиме определим по формуле

$$K_{\text{1ав}} = \frac{1}{K_{\text{HT ав}}^*} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{t < t_{\text{п}}} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t < t_{\text{п}}} t_i}}, \quad (2.19)$$

В формуле 2.19 суммирование ведется по тем ступеням графика, которые не относятся к зоне перегрузке.

Предварительный коэффициент аварийной перегрузки определим по формуле

$$K'_{\text{2ав}} = \frac{1}{K_{\text{HT ав}}^*} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{t=t_{\text{п}}} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t=t_{\text{п}}} t_i}}, \quad (2.20)$$

В выражении 2.20 суммирование ведется по тем ступеням графика, которые относятся к зоне перегрузки.

Определим  $K_{\text{max ав}}$  по формуле

$$K_{\text{max ав}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}, \text{ или } K_{\text{max ав}} = \frac{S'_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}. \quad (2.21)$$

Если  $K'_{\text{2ав}} \geq 0,9 \cdot K_{\text{max ав}}$ , то принимаем расчетный коэффициент перегрузки  $K_{\text{2ав}} = K'_{\text{2ав}}$ , а время перегрузки  $t_{\text{п.ав.}} = t'_{\text{п.ав.}}$ , иначе принимаем  $K_{\text{2ав}} = 0,9 \cdot K_{\text{max ав}}$ , а время перегрузки корректируем по выражению

$$t_{п.ав.} = \frac{(K'_{2ав})^2 \cdot t'_{п.ав.}}{(0,9 \cdot K_{маx ав})^2}. \quad (2.22)$$

По таблицам ГОСТ 14209-85 аварийных перегрузок, в зависимости от  $K_{1ав}$ ,  $t_{п.ав.}$ , эквивалентной температуры охлаждающей среды  $\Theta$  (так как выбор трансформатора осуществлялся по зимнему графику, имеющему больший максимум нагрузки, то в качестве  $\Theta$  принимаем эквивалентную зимнюю температуру) и системы охлаждения трансформатора, находим допустимый коэффициент аварийной перегрузки  $K_{2доп.ав.}$ .

Осуществим проверку по выражению

$$K_{2ав} \leq K_{2доп.ав.} \quad (2.23)$$

Если условие 2.23 не выполняется, то увеличиваем мощность трансформатора на одну ступень и повторяем расчет.

Если все условия проверок выполняются, то окончательно принимаем выбранные силовые трансформаторы к установке и записываем их параметры.

## 3 Главная схема электрических соединений

### 3.1 Выбор вариантов главной схемы

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

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

На тупиковых и ответвительных однотрансформаторных подстанциях напряжением 35-220кВ при их питании короткой линией не имеющей ответвлений может применяться схема блок линия с разъединителем или если необходимо автоматически отключить трансформатор от питающей воздушной линии (ВЛ) схема блок линия с выключателем. Данные схемы представлены на рисунке 3.1.

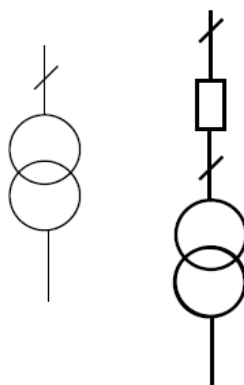


Рисунок 3.1 – Схемы блок линия с разъединителем и с выключателем



Для тупиковых и ответвительных двухтрансформаторных подстанций напряжением 35-220кВ питаемые по двум ВЛ могут применяться схемы два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий и схема мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Данные схемы представлены на рисунке 3.2.

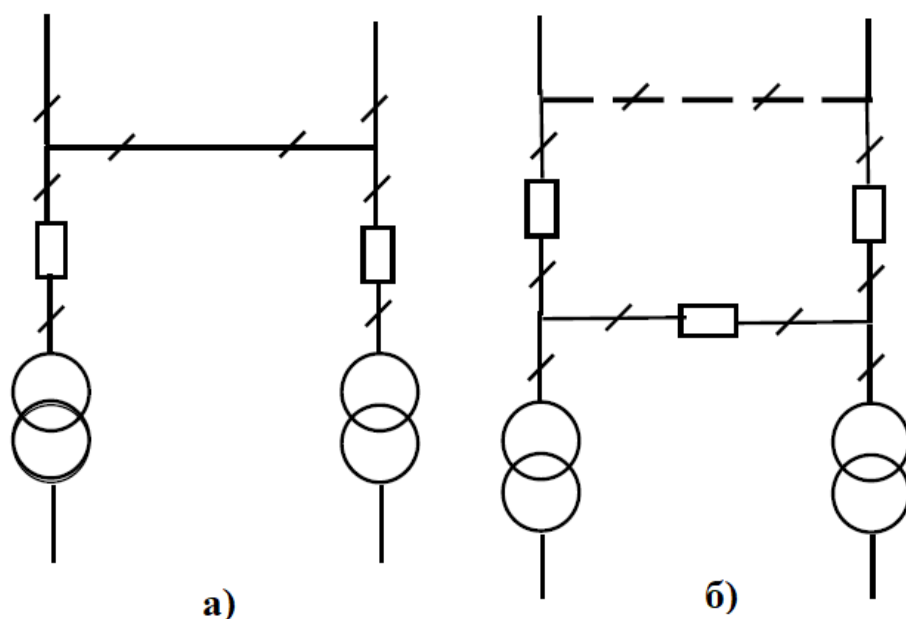


Рисунок 3.2 – а) схема два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий; б) схема мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

На рисунке 3.2 а) в ремонтной перемычке для обеспечения транзита мощности в линиях при повреждение в одном из трансформаторе может устанавливаться выключатель. В схеме рисунок 3.2 а) и б) ремонтная перемычка устанавливается при соответствующем обосновании. Для питания более ответственных потребителей и при транзите мощности могут применяться схемы многоугольников - треугольник и четырехугольник (рисунок 3.3). Кроме приведенных в учебном пособие схем, при соответствующим обосновании могут применяться и другие типовые главные схемы электрических соединений [5].

Схемы 6-10кВ низкого напряжения подстанции обычно выполняются с одной, двумя, четырьмя секционированными системами сборных шин.

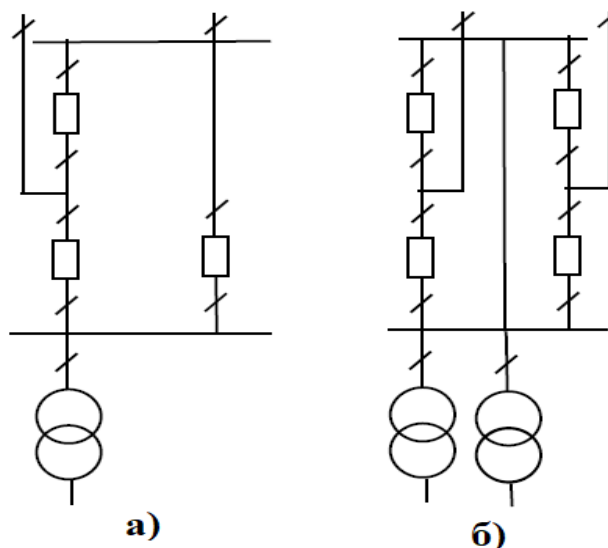


Рисунок 3.3 – Схемы многоугольники: а) треугольник; б) четырехугольник

Схема одна секционированная выключателем (или двумя выключателями) система шин применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции (возможно к обеим секциям). Схема две секционированные выключателями системы шин применяется при двух трансформаторах с расщепленными обмотками или при сдвоенных реакторах, присоединенных каждый к двум секциям. Схема четыре секционированные выключателями системы шин применяются при двух трансформаторах с расщепленными обмотками и сдвоенных реакторах. Секции 6-10кВ секционируются выключателем, который в нормальном режиме, для ограничения токов короткого замыкания, отключен. Также распределительное устройство низкого напряжения (РУ НН) для бесперебойного питания потребителей снабжается устройством автоматического включения резерва (АВР).

Схема электрических соединений выбирается на основании технического задания, учитывая категорию электроснабжения потребителей и специфику работы предприятия.

### 3.2 Обоснование выбора главной схемы

При обосновании выбора главной схемы электрических соединений можно воспользоваться основными требованиями, предъявляемые к электрическим схемам:

1. Схема РУ подстанции при конкретном проектировании разрабатывается на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей.

2. Схема должна обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), трансформаторов и автотрансформаторов, и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития подстанции.

3. Схема должна обеспечивать электроснабжение потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования.

4. Схема должна учитывать требование секционирования сети и обеспечивать работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания.

5. Схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы.

6. Схема должна обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности, экологичности и экономичности.

7. Схема РУ должна позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт, без перерыва электроснабжения потребителей.

8. Схемы, по возможности, рекомендуется применять с однотипными связями и электрическими аппаратами, для удобства эксплуатации.

Главная схема электрических соединений намечается к разработке на основании перечисленных требований, и ее окончательный выбор производится на основании экономичности схемы при требуемой надежности питания промышленного предприятия.

## **4 Расчет токов короткого замыкания и определение расчетных условий. Выбор и проверка токоограничивающего реактора**

### **4.1 Расчет токов короткого замыкания в расчетных присоединениях**

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) будем производить по методу эквивалентных электродвижущих сил (ЭДС). Нагрузка, подключенная непосредственно в месте КЗ не будет генерировать ток в момент возникновения КЗ, т.к. она значительно удалена от места КЗ, поэтому ее не будем учитывать в суммарном токе КЗ.

Алгоритм нахождения токов КЗ по методу эквивалентных ЭДС:

- 1) составляется схема замещения сверхпереходного режима КЗ без учёта нагрузок;
- 2) схема замещения преобразуется до простейшего вида;
- 3) определяется ток КЗ;
- 4) найденный ток распределяется по ветвям схемы пропорционально их сопротивлениям и определяются остаточные напряжения в местах подключения нагрузок;
- 5) сравниваются значения остаточного напряжения со сверхпереходной ЭДС нагрузок и делается вывод о характере нагрузок.

Т.к. приняли, что нагрузка не будет генерировать ток, то в нашем случае пунктами 4 и 5 алгоритма расчета можно пренебречь.

Расчет токов короткого замыкания выполняем для всех расчетных зон данной подстанции, за расчетный вид короткого замыкания принято принимать трехфазное короткое замыкание согласно рекомендациям [1]. На ГПП расчетные зоны будут РУ ВН и РУ НН подстанции.

По результатам расчета токов КЗ будем производить проверку проводников и аппаратов по режиму короткого замыкания.

На основании расчетной схемы составляем схему замещения, в которой секции шин НН работают отдельно. Ток в точках КЗ находится при наиболее тяжелых условиях работы, например, при включенной ремонтной перемычки.

Расчет будем вести в системе относительных единиц, используя точное приведение. Все сопротивления короткозамкнутой цепи будем приводить к базисным условиям. Для удобства принимаем базисную мощность произвольно, а базисное напряжение равным напряжению ступени КЗ.

Находим базисный ток, кА

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (4.1)$$

где  $S_6$  - базисная мощность в расчетной точке КЗ, МВА;

$U_6$  - базисное напряжение в расчетной точке КЗ, кВ.

Коэффициент трансформации определим по формуле

$$K = \frac{U_{\text{осн}}}{U_{\text{прив}}}, \quad (4.2)$$

где  $U_{\text{осн}}$  - напряжение с основной ступени, кВ;

$U_{\text{прив}}$  - напряжение приводимого элемента, кВ.

Далее определяем сопротивления элементов схемы и преобразуем схему до простейшего вида.

Сопротивление системы GS

$$\overset{\circ}{X}_* = \overset{\circ}{X}_c \cdot \frac{S_6}{S_k''} \cdot \left( \frac{U_{\text{HGS}}}{U_6} \right)^2 \cdot K^2, \quad (4.3)$$

где  $U_{\text{HGS}}$  - номинальное напряжение системы, кВ;

$S_k''$  - мощность системы, МВА;

$X_c$  - сопротивление системы в %.

### Сопротивление двухобмоточных трансформаторов

$$\overset{\circ}{X}_{*} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{HT}} \cdot \left( \frac{U_H}{U_{\delta}} \right)^2 \cdot K^2, \quad (4.4)$$

где  $U_K \%$  - напряжение короткого замыкания, %;

$S_{HT}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА.

### Сопротивление трансформаторов с расщепленной обмоткой

$$\overset{\circ}{X}_{*BH} = 0,125 \cdot \frac{U_{K(B-H)} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{HT}} \cdot \left( \frac{U_H}{U_{\delta}} \right)^2 \cdot K^2, \quad (4.5)$$

$$\overset{\circ}{X}_{*HH1} = \overset{\circ}{X}_{*HH2} = 1,75 \cdot \frac{U_{K(B-H)} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{HT}} \cdot \left( \frac{U_H}{U_{\delta}} \right)^2 \cdot K^2, \quad (4.6)$$

где  $U_{K(B-H)}$  – напряжение короткого замыкания (ВН-НН) трансформатора, %.

### Сопротивление линии

$$\overset{\circ}{X}_{*W} = x_0 \cdot l_W \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} \cdot K^2, \quad (4.7)$$

где  $x_0$  – погонное сопротивление линии (таблица 4.1-4.2), Ом/км;

$l_W$  – длина линии, км.

### ЭДС системы

$$E''_{GS} = E_{*HGS} \cdot \frac{U_{HGS}}{U_{\delta}} \cdot K, \quad (4.8)$$

где  $E_{*HGS}$  – ЭДС системы при номинальных условиях, принимаем равным 1.

Таблица 4.1 - Погонное сопротивление ВЛ

Сечение провода, мм <sup>2</sup>	35 кВ	110кВ	220кВ
	X <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км
35	0,445		
50	0,443		
70	0,420	0,440	
95	0,411	0,429	
120	0,403	0,423	
150	0,398	0,416	
185	0,384	0,409	
240		0,401	0,430
300		0,392	0,422
400		0,382	0,414
500			0,410
600			0,403

Таблица 4.2 – Погонное сопротивление КЛ

КЛ	X <sub>0</sub> , Ом/км
Трехжильный:	
6-10 кВ	0,08
35 кВ	0,12
Одножильный:	
110-220 кВ	0,16

Далее определяем сверхпереходный ток в месте КЗ

$$I'' = \frac{E''_{GS}}{\overset{o}{X}_{*\Sigma}}, \quad (4.9)$$

где  $\overset{o}{X}_{*\Sigma}$  - суммарное сопротивление до точки КЗ.

Т.к. точка КЗ удалена от источников питания, следовательно, величины токов остаются неизменными во времени  $I_{п0} = I_{нт}$ .

Определим ток в именованных единицах, кА

$$I_{п0} = I_{нт} = I'' \cdot I_{\delta}. \quad (4.10)$$

## 4.2 Определение расчетных условий для проверки электрических аппаратов и токоведущих частей по режиму короткого замыкания

Для проверки на электродинамическую стойкость аппаратов и проводников необходимо знать максимальное значение ударного тока.

Найдем ударный ток КЗ по выражению, кА

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0}, \quad (4.11)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент, определяется в соответствии с таблицей 4.3.

Таблица 4.3 – Величина ударного коэффициента и постоянной времени затухания цепи КЗ

Часть энергосистемы	$K_{уд}$	$T_a, с$
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается точка КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ:		
35	1,608	0,02
110	1,608-1,717	0,02-0,03
220	1,717-1,78	0,03-0,04
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается точка КЗ, через трансформаторы единичной мощностью, МВА:		
80 и выше	1,85-1,935	0,06-0,15
32-80	1,82-1,904	0,05-0,1
5,6-32	1,6-1,82	0,02-0,05

Определим тепловой импульс для проверки электрооборудования на термическую стойкость при работе в режиме короткого замыкания. Тепловой импульс показывает, сколько энергии выделится в токоведущем элементе при протекании по нему тока КЗ.

Импульс квадратичного тока КЗ для подстанции находится по формуле, кА<sup>2</sup>с

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4.12)$$



где  $t_{отк}$  - расчетная продолжительность КЗ, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания цепи КЗ (таблица 4.3), с.

Расчетная продолжительность КЗ, с

$$t_{откл} = t_{р.з} + t_{откл.в}, \quad (4.13)$$

где  $t_{р.з}$  - время действия основной релейной защиты (РЗ) данной цепи с учетом действия АПВ, с;

$t_{откл.в}$  - полное время отключения выключателя, с.

Для определения времени отключения можно воспользоваться рисунком 4.1.

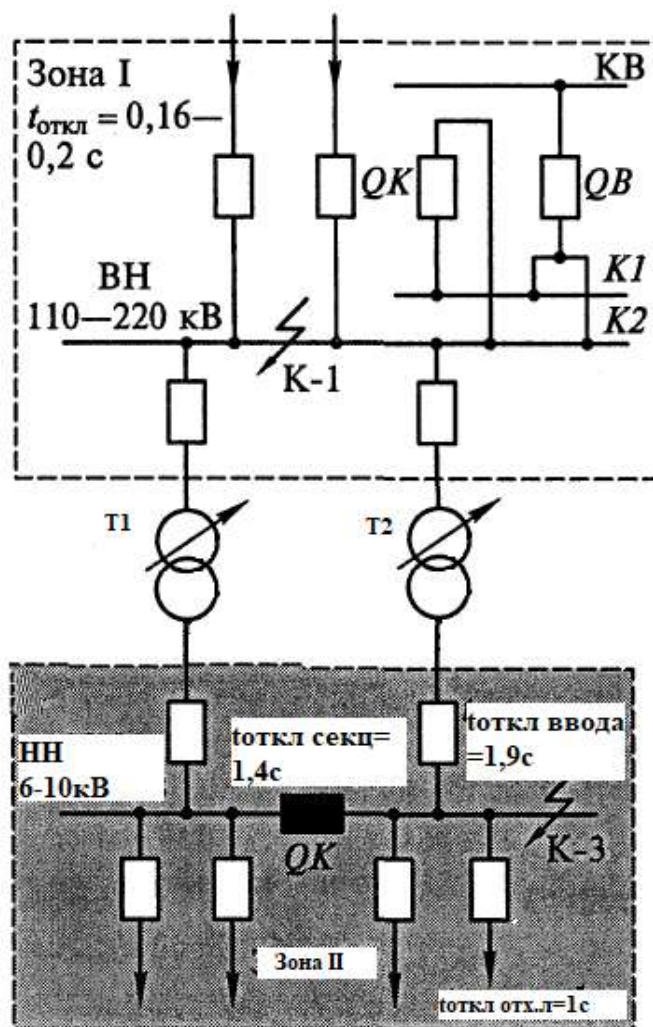


Рисунок 4.1 – Расчетные зоны по токам КЗ для подстанции

Данные по расчету токов КЗ, для удобства дальнейшего расчета, рекомендуется свести в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Данные расчета токов КЗ

Точка КЗ	$I_{п0}$ , кА	$I_{пт}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
К1			
К2			

Данные по расчету теплового импульса сведем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Величина теплового импульса

Наименование ячейки	$B_k$ , кА <sup>2</sup> с
Сторона ВН	
Ячейка ввода	
Ячейка секционного выключателя	
Ячейка отходящей линии	

### 4.3 Выбор и проверка токоограничивающего реактора

Если величина токов КЗ превышает отключающую способность выключателя, то необходимо установить токоограничивающий реактор. Реакторы могут устанавливаться в присоединениях ввода, отходящих линий (индивидуальный или групповой реактор), между секциями (секционный реактор), в цепях собственных нужд. Для правильного выбора реактора необходимо найти его индуктивное сопротивление.

Находим максимальный ток рабочего режима для ветви реактора, кА

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{ или } I_{\max} = \frac{S'_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.14)$$

где  $S_{\max}$  - максимальная мощность нагрузки, подключенной через реактор, МВА.

Найдем сопротивление цепи КЗ до места установки реактора, Ом

$$x_{рез} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}}, \quad (4.15)$$

где  $I_{п0}$  - начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ до места установки реактора, кА;

$U_{ср}$  - среднее напряжение ступени, кВ.

Найдем требуемое сопротивление цепи КЗ, Ом

$$x_{рез}^{треб} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}^{треб}}, \quad (4.16)$$

$I_{п0}^{треб}$  - наименьшее значение требуемого тока КЗ за реактором, кА.

Найдем наименьшее требуемое значение тока КЗ по двум условиям, в зависимости от установки реактора:

а) Исходя из отключающей способности выключателей, устанавливаемых в комплектных РУ (КРУ).

Найдем ток, для этого необходимо предварительно выбрать высоковольтный выключатель, кА

$$I_{п0}^{треб} = \frac{I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_{*норм})}{1 + e^{-\tau/T_a}}, \quad (4.17)$$

где  $I_{откл.ном}$  - номинальный ток отключения выключателя по каталогу, кА;

$\beta_{*норм}$  - нормированное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе, о.е. (определяем по рисунку 4.2);

$\tau$  - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

Расчетное время отключения выключателя, с

$$\tau = t_{\text{рза min}} + t_{\text{св.откл}}, \quad (4.18)$$

где  $t_{\text{рза min}}$  - наименьшее время срабатывания РЗ принимаем 0,01, с;

$t_{\text{св.откл}}$  - собственное время отключения выключателя по каталогу, с.

б) Исходя из обеспечения термической стойкости силовых кабелей электро-сети.

Найдем ток, для этого необходимо предварительно выбрать силовой кабель, кА

$$I_{\text{п0 треб}} = \frac{q_{\text{станд}} \cdot C_{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}}}, \quad (4.19)$$

где  $q_{\text{станд}}$  - стандартное сечение выбранного кабеля, мм<sup>2</sup>;

$C_{\text{т}}$  - постоянная функция, определяемая по таблицам 4.6-4.8, Ас<sup>1/2</sup>/мм<sup>2</sup>.

Далее определяем требуемое сопротивление реактора, Ом

$$X_{\text{Р}}^{\text{треб}} = X_{\text{рез}}^{\text{треб}} - X_{\text{рез}}. \quad (4.20)$$

По справочным данным в зависимости от полученного сопротивления выбираем реактор.

После выбора реактора необходимо найти фактическое значение периодической составляющей тока КЗ за реактором, кА

$$I_{\text{п0}} = I_{\text{пт}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{рез}} + X_{\text{р}})}, \quad (4.21)$$

Найдем апериодическую составляющую тока КЗ

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{пт} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (4.22)$$

Затем надо проверить стойкость реактора в режиме КЗ.

Проверка по электродинамической стойкости.

Условие электродинамической стойкости

$$i_{дин} > i_y, \quad (4.23)$$

где  $i_{дин}$  - наибольший пик тока динамической стойкости, по каталогу, кА.

Проверка по термической стойкости.

Условие термической стойкости

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}, \quad (4.24)$$

где  $I_{тер}$  и  $t_{тер}$  - ток и время термической стойкости, по каталогу, кА и с.

Также еще необходимо проверить остаточное напряжение на шинах 6-10 кВ при КЗ за реактором, кВ

$$\Delta U_{ост} \% = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{п0} \cdot 100}{U_{ном}}, \quad (4.25)$$

Для обеспечения условия самозапуска двигателей необходимо, чтобы

$$\Delta U_{ост} \geq (65 - 70) \% U_{ном}. \quad (4.26)$$

Если реактор удовлетворяет всем предъявленным требованиям, то принимаем его к установке.

Таблица 4.6 – Значение  $C_T$  для жестких шин

Система легирования	Материал проводника или марка сплава	Значение $C_T$ , $Ac^{1/2}/\text{мм}^2$ , при начальной температуре, $^{\circ}\text{C}$		
		70	90	120
-	Медь	170	170	170
Al	АДО	90	81	68
	АД1Н	91	82	69
	АДОМ, АД1М	92	83	70
Al-Mg-Si	АД31Т1	85	77	64
	АД31Т	82	74	62
	АД33Т1	77	71	59
	АД33Т	74	67	57
	АВТ1	73	66	55
	АВТ	71	63	53
Al-Zn-Mg	1911	71	63	53
	1915, 1915Т	66	60	51
Al-Mg-Mn	АМг5	63	57	48
-	Сталь при температуре $400^{\circ}\text{C}$	70	70	70
	Сталь при температуре $300^{\circ}\text{C}$	60	60	60

Таблица 4.7 – Значение  $C_T$  для кабелей

Характеристика кабелей	Значение $C_T$ , $Ac^{1/2}/\text{мм}^2$
Кабели до 10 кВ: с медными жилами	140
с алюминиевыми жилами	90
Кабели 20-30 кВ: с медными жилами	105
с алюминиевыми жилами	70
Кабели и изолированные провода с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией с медными жилами	120
с алюминиевыми жилами	75
Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией с медными жилами	103
с алюминиевыми жилами	65

Таблица 4.8 – Значение  $C_T$  для проводов

Система легирования	Материал проводника или марка сплава	Значение $C_T$ , $As^{1/2}/\text{мм}^2$ , при допустимых температурах нагрева проводов при КЗ, °С		
		160	200	250
Медь	М	-	142	162
Алюминий	А, АКП, Ап, АпКП	76	90	-
Алюминиевый сплав	АН, АНКП, АЖ	69	81	-
	АЖКП	66	77	-
Алюминий-сталь	АСК, АпС, АСКС, АпСКС, АпСК, АС, АСКП	76	90	-

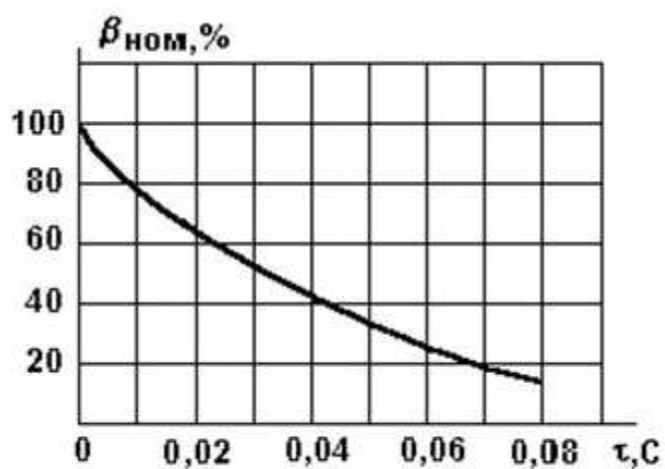


Рисунок 4.2 - Нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе

## **5 Выбор и проверка шин и связей на стороне высокого напряжения подстанции**

На подстанциях, в открытой части распределительного устройства, могут применяться провода марки АС или жесткая ошиновка алюминиевыми трубами. Воздушные линии, питающие подстанцию, как правило, выполняются гибкими проводами марки АС. При соответствующем обосновании можно применять медные и чисто алюминиевые провода воздушных линий. Жесткая ошиновка предназначена для выполнения электрических соединений между высоковольтными аппаратами открытых (ОРУ) и закрытых распределительных устройств (ЗРУ). Жесткая ошиновка может применяться вместе с гибкой, например, в виде сочетания жестких сборных шин с гибкими внутрирядовыми связями. Соединение жестких шин между собой, а также шин с контактами оборудования осуществляется сертифицированными литыми шинодержателями и гибкими контактными связями. Конструкции с жесткими шинами выполняются как открытыми (с проводниками, не защищенными от прикосновения или попадания посторонних предметов), так и закрытыми (с проводников, смонтированными в сплошных кожухах). Применение жесткой ошиновки позволяет отказаться от порталов и уменьшить площадь ОРУ и ЗРУ, также позволяет снизить стоимость сооружения и срок строительства подстанции. Кроме того, жесткая ошиновка удобна в обслуживании, практически не требует обслуживания на протяжении всего срока эксплуатации, за исключением визуального осмотра. Жесткая ошиновка обеспечивает надежную электрическую связь между высоковольтным оборудованием, что способствует бесперебойной и безаварийной работе подстанции. В связи с этим к конструкции жесткой ошиновки предъявляются серьезные требования по механической прочности, отсутствию перегрева в рабочем режиме, а также по надежной работе при токах короткого замыкания.

Помимо жесткой ошиновки, в ОРУ напряжением 35 кВ и выше широкое распространение получили гибкие шины, изготовленные из многопроволочных сталеа-



люминевых проводов. Шины с помощью подвесных изоляторов крепятся на металлических или железобетонных опорах, либо крепят непосредственно к аппаратам и опорным изоляторам. Гибкой шиной гораздо проще осуществлять монтаж. Она позволяет экономить цветной металл, более безопасна для обслуживающего персонала. Кроме всего, для монтажа (особенно где повороты), обычная жесткая шина требует специального дорогостоящего оборудования, при гибкой ошиновке этот недостаток отсутствует.

В качестве конструкции РУ ВН ГПП также может применяться комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ). КРУЭ — это высоковольтное распределительное устройство с газовой изоляцией, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии. Ячейка КРУЭ представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов кабельных или воздушных, токопроводов и др, помещенных в металлическую оболочку, заполненную шестифтористой серой. При проектировании следует иметь ввиду, что стоимость оборудования (ячеек) КРУЭ в 1,5-2,0 раза выше суммарной стоимости отдельностоящих аппаратов в открытом РУ, выполненного по той же схеме, что и КРУЭ. Однако применение КРУЭ позволяет значительно экономить площади, занимаемой подстанцией. КРУЭ рекомендуется применять в больших городах, где стоимость земли высока.

На основании вышесказанного, в курсовом проекте необходимо выбрать и обосновать применение КРУЭ, либо гибкой или жесткой ошиновки сборных шин стороны высокого напряжения ГПП. Питающие воздушные линии принимаем гибкие провода марки АС. Далее необходимо выбранные шины и связи проверить на электродинамическую и термическую стойкость при коротких замыканиях. Также при необходимости гибкие провода необходимо проверить на коронирование и по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Также, при применении КРУЭ, необходимо проверить встроенное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и др.) по нормальному и аварийному режиму работы.

## 5.1 Выбор и проверка гибких шин и связей на стороне высокого напряжения подстанции

Сечение проводов линий электропередачи напряжением более 35 кВ, кабельных линий, проводов длинных связей трансформаторов, гибких токопроводов генераторного напряжения выбирается по экономической плотности тока, мм<sup>2</sup>

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_3}, \quad (5.1)$$

где  $j_3$  - экономическая плотность тока (по таблице 5.1), А/мм<sup>2</sup>;

$I_{\text{норм}}$  - ток нормального режима (без перегрузок), А.

Сечение, найденное по формуле (5.1), округляется до ближайшего стандартного.

Таблица 5.1 – Экономическая плотность тока

Проводник	При $T_{\text{max}}$ , ч		
	1000-3000	3000-5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
- медные	2,5	2,1	1,8
- алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
- медными	3	2,5	2
- алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с пластмассовой и резиновой изоляцией с жилами:			
- медными	3,5	3,1	2,7
- алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Ток нормального режима линии определяется по формуле

$$I_{\text{норм}} = \frac{S'_{\text{max}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \text{ или } I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (5.2)$$

где  $n$  – число линий, шт.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат [1]:

- сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при  $T_{\max}$  до 5000 ч;
- ответвления к отдельным электроприёмникам напряжением меньше 1 кВ, а также осветительные сети;
- сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ и ЗРУ всех напряжений;
- сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3–5 лет.

Сечение этих проводов выбирается по допустимому току. При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Условие выбора по допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}, \quad (5.3)$$

где  $I_{\text{max}}$  – ток утяжеленного режима проводов, А;

$I_{\text{доп}}$  – допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ( $\vartheta_{\text{о.ном}} = 25^\circ\text{C}$ ), А.

В противном случае

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{о.ном}}}}, \quad (5.4)$$

где  $I_{\text{доп.ном}}$  – допустимый ток при температуре воздуха  $\vartheta_{\text{о.ном}} = 25^\circ\text{C}$ , А;

$\vartheta_{\text{доп}}$  – допустимая температура проводов,  $^\circ\text{C}$ , для неизолированных проводов и окрашенных шин  $\vartheta_{\text{доп}} = 70^\circ\text{C}$ ;

$\vartheta_{o,ном}$  - номинальная температура окружающей среды,  $^{\circ}\text{C}$ , для неизолированных проводов и окрашенных шин  $\vartheta_{o,ном} = 25^{\circ}\text{C}$ ;

$\vartheta_0$  - действительная температура воздуха,  $^{\circ}\text{C}$ .

На понизительных подстанциях, при числе трансформаторов более одного, ток утяжеленного режима возникает при отключении самого мощного трансформатора или самой мощной питающей линии.

$$I_{\max} = \frac{S'_{\max}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \text{ или } I_{\max} = \frac{S_{\max}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (5.5)$$

где  $n$  – число линий (трансформаторов), шт.

Исходя из условия (5.3) выбираем ближайшее стандартное сечение по допустимому току.

Проверка выбранного сечения на термическое действие тока КЗ.

Проверку шин на термическую стойкость при КЗ можно производить по двум условиям:

1. По допустимой температуре нагрева проводника при КЗ.

Проверка осуществляется по условию

$$\vartheta_{\text{к}} \leq \vartheta_{\text{к,доп}}, \quad (5.6)$$

где  $\vartheta_{\text{к}}$  – температура шин при нагреве током КЗ,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\vartheta_{\text{к,доп}}$  – допустимая температура нагрева шин при КЗ (таблица 5.2),  $^{\circ}\text{C}$ .

Определяем температуру проводника в предшествующем короткому замыканию режиме работы

$$\vartheta_{\text{н}} = \vartheta_0 + (\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{o,ном}) \cdot \left( \frac{I_{\max}}{I_{\text{доп}}} \right)^2, \quad (5.7)$$

По найденной начальной температуре определяем значение  $f_H$  функции  $\vartheta=f(f)$ , по рисунку 5.1, °C.

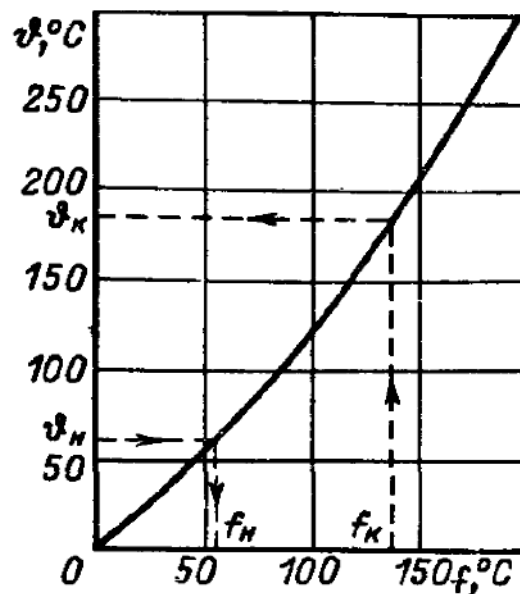


Рисунок 5.1 – Кривые определения температур нагрева проводников при КЗ

Затем определяем значение функции  $f_K$  по формуле

$$f_K = f_H + \frac{k \cdot B_K}{q^2}, \quad (5.8)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника (таблица 5.3),  $\text{мм}^4 \cdot ^\circ\text{C}/(\text{A}^2 \cdot \text{с}) \cdot 10^{-2}$ .

По кривым рисунка 5.1, используя значение  $f_K$ , определяем конечное значение проводника в режиме КЗ  $\vartheta_K$  и проверяем условие (5.6).

Если условие выполняется, следовательно, выбранное сечение удовлетворяет требованиям термической стойкости.

Таблица 5.2 – Предельно допустимые температуры нагрева проводников

Вид проводника	$\vartheta_{\text{к.доп}}, ^\circ\text{C}$
Шины алюминиевые	200
Шины медные	300
Шины стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами	400
Шины стальные с непосредственным присоединением к аппаратам	300
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение, кВ:	
1	250
6-10	200
20-35	130
110-220	125
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами и изоляцией из:	
поливинилхлоридного пластиката	160
резины	160
полиэтилена (номинальное напряжение кабелей до 35 кВ)	130
вулканизированного (сшитого) полиэтилена (номинальное напряжение кабелей до 35 кВ)	250
Медные неизолированные провода при тяжениях, Н/мм <sup>2</sup> :	
менее 20	250
20 и более	200
Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях, Н/мм <sup>2</sup> :	
менее 10	200
10 и более	160
Алюминиевая часть сталеалюминевых проводов	200

Таблица 5.3 – Значение коэффициента k

Проводник	$k, \text{мм}^4 \cdot ^\circ\text{C} / (\text{A}^2 \cdot \text{с}) \cdot 10^{-2}$
Алюминиевые шины, голые алюминиевые провода, кабели с алюминиевыми жилами и пластмассовой изоляцией, кабели с алюминиевыми сплошными жилами и бумажной пропитанной изоляцией	1,0540
То же с медными жилами	0,4570
Кабели с алюминиевыми многопроволочными жилами и бумажной пропитанной изоляцией	0,9350
То же с медными жилами	0,4186

2. По минимальному сечению проводника, отвечающее требованию его термической стойкости при КЗ.

Проверка по условию минимального сечения, выдерживающего термическое действие тока КЗ, имеет вид

$$q_{\min} \leq q_{\text{станд}}, \quad (5.9)$$

где  $q_{\text{станд}}$  - стандартное принятое сечение проводника, мм<sup>2</sup>.

Минимальное сечение проводника определяется по формуле

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (5.10)$$

где  $C_T$  - постоянная функция, определяемая по таблицам 4.6-4.8, Ас<sup>1/2</sup>/мм<sup>2</sup>.

При проверке на термическую стойкость проводников линий, оборудованных устройствами быстродействующего автоматического повторного включения (АПВ), должно учитываться повышение нагрева из-за увеличения продолжительности прохождения тока КЗ. Расцепленные провода ВЛ при проверке на нагрев в условиях КЗ рассматриваются как один провод суммарного сечения.

В ПУЭ [1] оговорен ряд случаев, когда допустимо не проверять проводники и аппараты на термическую стойкость при КЗ.

Проверка гибких шин на электродинамическую стойкость.

Согласно ПУЭ [1] на электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие проводники при  $I_{п0} \geq 20\text{кА}$  и  $i_{уд} \geq 50\text{кА}$ .

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Определим силу взаимодействия между фазами, Н/м

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{п0}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7}, \quad (5.11)$$

где  $D$  – расстояние между фазами (берется из ПУЭ таблица 4.2.2, 4.2.5) [1], м.

Определим силу тяжести 1 м провода с учетом внутрифазных распорок, Н/м

$$g=1,1 \cdot 9,8 \cdot m, \quad (5.12)$$

где  $m$  - масса 1 м провода, кг.

Определим эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с

$$t_{\text{эк}}=t_{\text{з}}+0,05, \quad (5.13)$$

где  $t_{\text{з}}$  - действительная выдержка времени защиты от токов КЗ, с;

0,05 – учитывает влияние апериодической составляющей.

Далее определяем отношение

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}}, \quad (5.14)$$

где  $h$  - максимальная стрела провеса провода по габаритно-монтажным условиям, м.

По диаграмме рисунка 5.2 для значений  $\frac{f}{g}$  и  $\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}}$ , находим  $\frac{b}{h}$ , откуда определяем отклонение провода  $b$ , м, и угол отклонения  $\alpha$ . и сравниваем с максимально допустимым.

Найденное значение сравниваем с максимально допустимым, м

$$b_{\text{доп}}=\frac{D-d-a_{\text{доп}}}{2} \quad (5.15)$$

где  $a_{\text{доп}}$  - наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами



в момент их наибольшего сближения, для ОРУ-110 кВ  $a_{\text{доп}}=0,45$  м, для ОРУ-220 кВ  $a_{\text{доп}}=0,95$  м.

$d$  - диаметр токопровода, по каталогу, м.

Схлестывания не произойдёт если выполняется условие

$$b_{\text{доп}} > b. \quad (5.16)$$

В противном случае нужно уменьшить стрелу провеса или увеличить расстояние между фазами. В гибких подвесных токопроводах уменьшение стрелы провеса может привести к значительному увеличению механических напряжений в проводе, а увеличение расстояния между фазами ведет к увеличению размеров ОРУ. Поэтому в некоторых случаях устанавливают поперечные распорки, присоединяемые к фазам через изоляторы, что позволяет не увеличивать расстояние между фазами и не уменьшать стрелу провеса. Когда все же необходимо уменьшение стрелы провеса, устанавливают дополнительные опоры, уменьшая при этом пролет между опорами, чтобы сохранить механические напряжения в проводах в допустимых пределах.

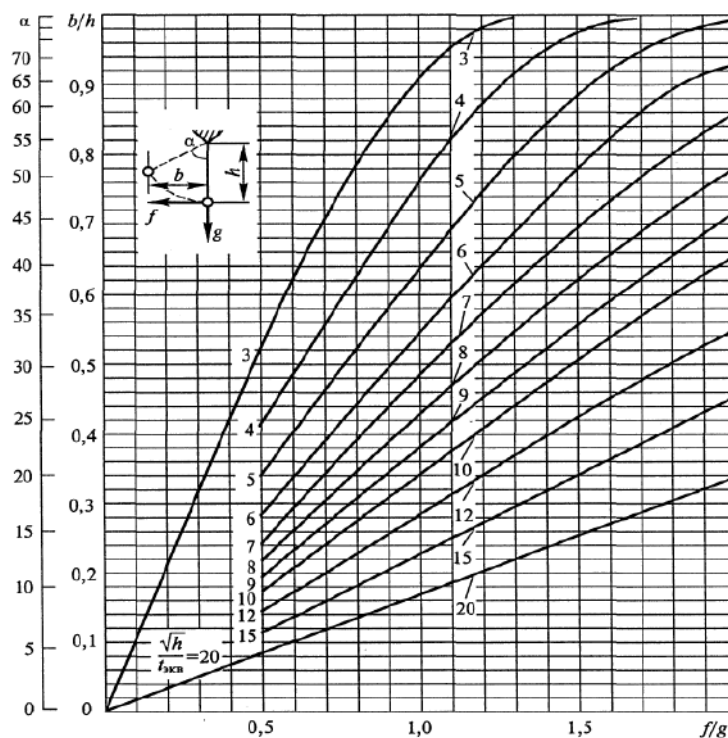


Рисунок 5.2 – Диаграмма определения отклонения гибкого токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов КЗ

Проверка проводов по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы.

Определяем усилие на каждый провод, Н/м

$$f_{\text{ц}} = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{\text{п.0}}^2}{d}, \quad (5.17)$$

где  $n$  - число проводов в фазе, шт;

$d$  – диаметр фазы, по каталогу, м.

Найдем удельную нагрузку от собственной массы провода, МПа/м

$$\gamma_1 = \frac{9,8 \cdot m}{q}, \quad (5.18)$$

Найдем удельную нагрузку на каждый провод от взаимодействия при КЗ, МПа/м

$$\gamma_k = \frac{f_{\text{ц}}}{q}, \quad (5.19)$$

Определим максимальное напряжение в проводе в нормальном режиме, МПа

$$\sigma_{\text{макс}} = \frac{T_{\text{ф}}}{n \cdot q}, \quad (5.20)$$

где  $T_{\text{ф}}$  - максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме, Н.

Максимальное тяжение на фазу определяется при механическом расчете проводов гибкой связи одновременно с определением максимальной стрелы провеса.

Найдем допустимое расстояние между распорками внутри фазы, м

$$l_p = k \cdot \sigma_{\text{макс}} \cdot 10^3 \sqrt{\frac{(k-1) \cdot \sigma_{\text{макс}} \cdot 24 \cdot \beta}{(\gamma_k + k \cdot \gamma_l)(\gamma_k - k \cdot \gamma_l)}}, \quad (5.21)$$

где  $k=1,8$  – коэффициент допустимого увеличения механического напряжения в проводе при КЗ;

$\beta$  - коэффициент упругого удлинения материала провода (для алюминия  $\beta=159 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2/\text{Н}$ ).

Таким образом, в токопроводе необходима установка внутрифазных распорок на расстоянии не более длины  $l_p$  друг от друга. Если по условию электродинамической стойкости установка дистанционных распорок не требуется, их устанавливают через пятнадцать метров для фиксации проводов расщепленной фазы.

Проверка по условиям короны.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше если их сечение меньше минимально допустимого. Для РУ минимальные сечения одиночных проводов и проводов в пучках, исключаяющие коронирование, приведены в таблице 5.4, для ВЛ в таблице 5.5. Явление короны заключается в ионизации воздуха у проводов и протекании разрядного тока между ними, сопровождающемся характерным потрескиванием, образованием озона и окислов азота, фиолетовым свечением (ореолом) вблизи поверхности проводов. Коронный разряд приводит к коррозии проводов. Высокочастотные электромагнитные колебания при таком разряде ухудшают работу высокочастотной защиты и высокочастотной связи, осуществляемых по проводам воздушных ЛЭП, создают помехи радиоприему и влияют на работу линий связи.

Таблица 5.4 - Минимальные сечения одиночных проводов и проводов в пучках, исключаяющие коронирование, для РУ

Номинальное напряжение, кВ	Марка проводов
110	1хАС-120/19
220	1хАС-600/72 3хАС-150/24
330	2хАС-240/39 3хАС-300/66

Таблица 5.5 – Минимальные сечения, исключаяющие коронирование, для ВЛ

Номинальное напряжение, кВ	Марка провода
110	АС-70/11
220	АС-240/39
330	АС-600/72

Рассмотрим порядок расчета для выбора сечения проводов по условиям короны.

Определим максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (5.22)$$

где  $m$  - коэффициент, учитывающий шероховатость проводов (0,82 для многопроволочных проводов);

$r_0$  - радиус провода, см.

Для нерасщепленного провода, определим напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (5.23)$$

где  $D_{cp}$  - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см;

$U$  - линейное напряжение, кВ.

При горизонтальном расположении фаз, см

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D. \quad (5.24)$$

При расположении фаз по вершинам равностороннего треугольника, см

$$D_{cp} = D. \quad (5.25)$$

Для расщепленного провода, определим напряженность электрического поля вокруг расщепленных проводов, кВ/см

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{эКВ}}}, \quad (5.26)$$

где  $k$  - коэффициент, учитывающий число проводов в фазе (таблица 5.6);

$r_{эКВ}$  - эквивалентный радиус расщепленных проводов (таблица 5.6), см.

Таблица 5.6 – Значения  $k$  и  $r_{эКВ}$

Параметр	Число проводов в фазе		
	2	3	4
Коэффициент $k$	$1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}$	$1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{r_0}{a}$	$1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a}$
Эквивалентный радиус $r_{эКВ}$ , см	$\sqrt{r_0 \cdot a}$	$\sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}$

Расстояние между проводами в расщепленной фазе  $a$  принимается в установках 220 кВ 20-30 см, в установках 330-750 кВ 40 см.

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на семь процентов больше величин, определенных по выражениям (5.23) и (5.26).

Провода не будут коронировать, если выполняется условие

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (5.27)$$

## 5.2 Выбор и проверка жестких шин и связей на стороне высокого напряжения подстанции

Жесткие шины выбирают по тем же условиям, что и гибкие. Проверка на термическую стойкость производится аналогично гибким шинам, по условиям (5.6) или (5.9). В качестве ошиновки РУ высокого напряжения подстанции, рекомендуется выбирать жесткие шины из прессованных трубчатых шин алюминиевого сплава 1915Т, например, марки ШН. Сечение таких шин определяется по выражению, мм<sup>2</sup>

$$q = \frac{\pi \cdot D^2}{4} - \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (5.28)$$

где  $D$  – наружный диаметр шины, мм;

$d$  – внутренний диаметр шины, мм.

$$d = D - 2 \cdot h, \quad (5.29)$$

где  $h$  – толщина стенки трубчатой шины, мм.

Трубчатые шины РУ напряжением до 220 кВ включительно допускается не проверять по условиям короны, так как диаметр шин, выбранный по условиям прогиба от собственного веса, нагрева в рабочих режимах и при КЗ, а также электродинамической и ветровой стойкости, превосходит необходимое минимально допустимое значение и отвечает требованиям по условиям короны и радиопомех.

Жесткая ошиновка должна быть проверена на электродинамическую стойкость при КЗ.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости

конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний. В некоторых случаях, например, при проектировании новых конструкций РУ с жесткими шинами, производится определение частоты собственных колебаний:

Для алюминиевых шин, Гц

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (5.30)$$

где  $l$  – длина пролета между изоляторами, м;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы (рисунок 5.3), см<sup>4</sup>;

$q$  – поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>.

Для медных шин, Гц

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}. \quad (5.31)$$

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, т.е. частота должна быть больше 200 Гц и меньше 30 Гц. В этом случае проверка шин на электродинамическую стойкость производится в предположении, что шины и изоляторы являются статической системой с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе, возникающей при КЗ.

Механический расчет жестких шин в цепях РУ ВН подстанции (проверка на электродинамическую стойкость).

Найдем наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м

$$f = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2}{a} \cdot k_{\phi}, \quad (5.32)$$

где  $a$  – расстояние между фазами (берем из ПУЭ [1] таблица 4.2.2, 4.2.5);

$k_{\phi}$  – коэффициент формы.

Так как расстояние между фазами значительно больше периметра шин  $a \gg 2(b + h)$ , то  $k_{\phi} = 1$ .

При воздействии силы  $F$  появляется изгибающий момент. При этом шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах.

Изгибающий момент определим по формуле, Н·м

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (5.33)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции наружной установки, м (рекомендуется принимать 1-1,5 м).

Определим напряжение в материале шин, которое появляется при воздействии изгибающего момента, МПа

$$\sigma_{\max} = \frac{M}{W}, \quad (5.34)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы (рисунок 5.3), см<sup>3</sup>.



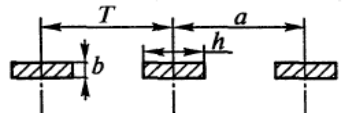
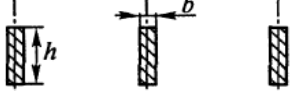
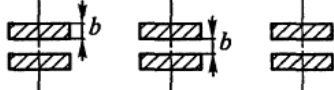
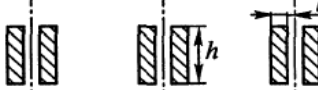
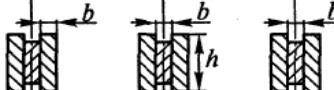

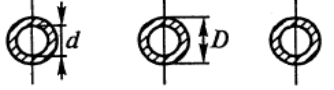
Расположение шин	Момент инерции $J$ , $\text{см}^4$	Момент сопротивления $W$ , $\text{см}^3$
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$0,72b^3h$	$1,44b^2h$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$

Рисунок 5.3 – Определение значений момента сопротивления и инерции

Шины механически прочны, если выполняется условие

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (5.35)$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое механическое напряжение в материале шин (таблица 5.7), МПа.

В электроустановках широко применяются шины, прессованные из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные или закаленные и искусственно состаренные, в этом случае допустимое напряжение будет определяться

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7 \cdot \sigma_{\text{разр}}, \quad (5.36)$$

где  $\sigma_{\text{разр}}$  – предел прочности на разрыв материала шин (таблица 5.7), МПа.

Таблица 5.7 – Основные характеристики материалов шин

Материал шины	Марка	Временное сопротивление разрыву $\sigma_{\text{разр}}$ , МПа		Допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ , МПа		Модуль упругости $E$ , $10^{10}$ Па
		материала	В области сварного соединения	материала	В области сварного соединения	
Алюминий	АО, А, АДО	118	118	82	82	7
		59-69	59-69	41-48	41-48	7
Алюминиевый сплав	АД31Т	127	120	89	84	7
	АД31Т1	196	120	137	84	7
	АВТ1	304	152	213	106	7
	1915Т	353	318	247	223	7
Медь	МГМ	345-355	-	171,5-178	-	10
	МГТ	245-294	-	171,5-206	-	10

## **6 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне высокого напряжения подстанции**

### **6.1 Выбор и проверка высокочастотных заградителей**

Высокочастотные заградители (ВЧ) предназначены для ослабления шунтирующего действия оборудования и шин подстанций и ответвлений от ВЛ на сигналы противоаварийной автоматики, релейной защиты, телефонной связи и телемеханики, передаваемые по фазным проводам высоковольтных линий электропередачи.

ВЧ заградители представляют собой заграждающие фильтры, которые включаются в рассечку фазного провода, и могут быть настроены на определенные полосы заграждения из различного диапазона.

Основные составляющие конструкции высокочастотного заградителя (ВЗ):

- реактор заградителя - катушки индуктивности, предназначенная для пропускания тока промышленной частоты, протекающего по проводу линии, в которой включен ВЗ;
- защитное устройство, предназначенное для защиты реактора и элемента настройки от перенапряжений, возникающих на линии и распределительных устройствах подстанций (атмосферных, от коротких замыканий и коммутационных);
- элемент настройки (ЭН), предназначенный для получения (совместно с реактором) необходимого сопротивления заграждения в заданной полосе частот.

В ряде случаев, в зависимости от требований к высокочастотным параметрам ВЗ, ЭН может отсутствовать.

Дополнительные комплектующие высокочастотного заградителя:

- сетки от птиц;
- противокоронные кольца и колпачки;
- пьедестал для установки высокочастотного заградителя на опорной конструкции.

Выбираются ВЗ по:

- номинальному напряжению, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.1)$$

- по току в нормальном режиме, А

$$I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (6.2)$$

где  $I_{ном}$  - номинальный ток аппарата, по каталогу, А.

- по току в утяжеленном режиме, А

$$I_{max} \leq I_{ном} \cdot K_{п}, \quad (6.3)$$

где  $K_{п}$  - коэффициент возможной перегрузки аппарата, для ВЗ равен 1.

Проверяют ВЗ на:

- электродинамическую стойкость, кА

$$i_{дин} > i_{уд}. \quad (6.4)$$

- по термической стойкости, кА<sup>2</sup>·с

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (6.5)$$

Выбираем ВЗ, параметры ВЗ и расчетные данные для наглядности сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Параметры выбранного ВЗ и расчетные данные

Номинальные параметры		Индуктивность реактора, Гн	Тип ЭН	Габариты, мм		$I_{\text{тер}}$ , кА при $t_{\text{тер}}=1$ или 3с	$i_{\text{дин}}$ , кА	Расчетные данные			
$U_{\text{вн}}$ , кВ	$I$ , А			Диаметр	Высота			$I_{\text{max}}$ , А	$I_{\text{норм}}$ , А	$B_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$i_{\text{у}}$ , кА

## 6.2 Выбор и проверка подвесных изоляторов

На ВЛ и в ОРУ, для крепления гибких проводов и изоляции токоведущих частей, применяются подвесные изоляторы. Подвесные изоляторы бывают фарфоровые, стеклянные и полимерные. Выбор материала изолятора зависит в первую очередь от цены и климатической зоны. В местах с загрязнённой атмосферой, сильной ветровой нагрузкой и в местах сильного гололедообразования рекомендуется применять полимерные изоляторы, устойчивые к атмосферным загрязнениям и с улучшенными механическими и электрическими свойствами. Однако полимерным изоляторов присущи следующие недостатки:

- при старении и воздействии высоких температур уменьшается механическая и электрическая прочность, стареют под воздействием ультрафиолета и солнечной радиации;
- водопроницаемы и пожароопасные;
- подвержены воздействию выбросов металлургических и химических производств;
- высокий риск пробоев при разгерметизации.

Преимущества стеклянных и фарфоровых изоляторов:

- любое повреждение легко определяется визуально, как следствие, не требуются периодические проверки под напряжением;
- химические и физические свойства материала остаются неизменными с

течением времени, механическая прочность и электрические свойства не изменяются в течение всего срока эксплуатации;

- не деформируются;
- материал устойчив к воздействию ультрафиолета, солнечной радиации, агрессивным выбросам химических предприятий;
- обладают нулевой водопроницаемостью и не горючи;
- высокие диэлектрические свойства практически исключают возможность пробоя изолятора.

Недостатки фарфоровых и стеклянных изоляторов:

- значительный вес и высокая хрупкость.

Изоляторы из закаленного стекла имеют ряд преимуществ перед фарфоровыми:

- технологический процесс их изготовления полностью автоматизирован;
- прозрачность стекла позволяет легко обнаружить при внешнем осмотре мелкие трещины и другие внутренние дефекты.

Однако фарфоровые изоляторы стоят немного дешевле стеклянных.

Подвесные изоляторы выбирают:

- по номинальному напряжению, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.6)$$

На механическую прочность подвесные изоляторы не проверяются, т.к. расстояния между фазами принимаются большими и при выборе изоляторов механические нагрузки от веса провода, скорости ветра, гололеда уже учтены.

Исходя из вышесказанного, выбираем подвесные изоляторы, результаты расчета для наглядности сведем в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Параметры выбранных изоляторов и расчетные данные

Каталожные данные			Расчетные данные
$U_{ном}$ , кВ	Механическая сила при растяжении, кН	Изоляционный промежуток, мм	$U_{уст}$ , кВ

### 6.3 Выбор и проверка опорных изоляторов

Опорные изоляторы изготавливаются из фарфора или полимера и служат для изоляции и крепления на них жестких шин в открытых или закрытых РУ. Преимущества и недостатки фарфоровых и полимерных изоляторов приведены в пункте 6.2.

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, которые выбираются по номинальному напряжению, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.7)$$

Выбранные изоляторы проверяются по допустимой нагрузке, Н

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (6.8)$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на колпачок изолятора, Н;

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на изолятор, Н.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (6.9)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб, выбирается по каталогу, Н.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила определяется по формуле, Н

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 \cdot \frac{1}{a} \cdot k_h, \quad (6.10)$$

где  $k_h$  – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на ребро, при расположении плашмя  $k_h=1$ .

$$k_h = \frac{H}{H_{из}}, \quad (6.11)$$

где  $H$  – расстояние от точки опоры изолятора до центра шины (рисунок 6.1), мм;

$H_{из}$  – высота изолятора, мм.

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2}, \quad (6.12)$$

где  $b$  – ширина шины, мм;

$h$  – высота шины, мм.

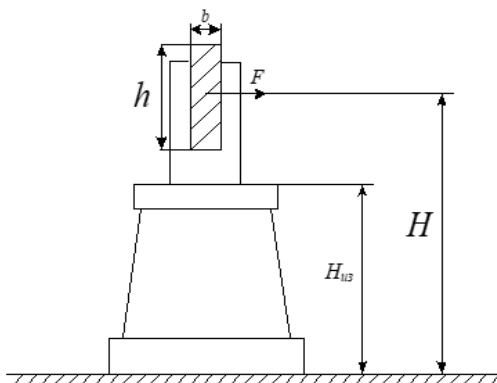


Рисунок 6.1 – К определению расчетной нагрузки на изолятор

При расположении шин в вершинах треугольника,  $N$

$$F_{расч} = F_{и} \cdot k_h, \quad (6.13)$$

где  $F_{и}$  - сила, действующая на изолятор, Н (рисунок 6.2).



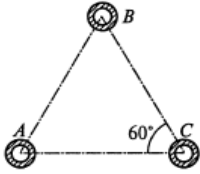
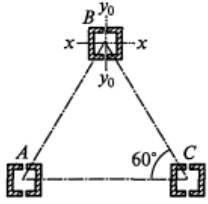
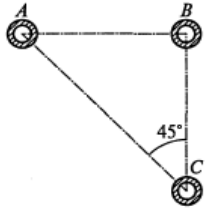
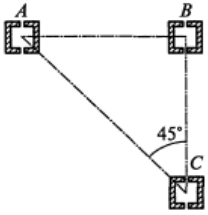
Расположение шин	Напряжение в материале шин от взаимодействия между фазами, МПа	Силы, действующие на изоляторы, Н
	$\sigma_{\phi \max} = \sqrt{3} \frac{i_{yn}^2 l^2}{aW} 10^{-8}$	$F_p = \sqrt{3} \frac{i_{yn}^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_n = 1,62 \frac{i_{yn}^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,3 \frac{i_{yn}^2 l}{a} 10^{-7}$
	$\sigma_{\phi \max} = 2,5 \frac{i_{yn}^2 l^2}{aW_{y_0-y_0}} 10^{-8}$	$F_p = \sqrt{3} \frac{i_{yn}^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_n = 1,62 \frac{i_{yn}^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,3 \frac{i_{yn}^2 l}{a} 10^{-7}$
	$\sigma_{\phi \max} = 1,64 \frac{i_{yn}^2 l^2}{aW} 10^{-8}$	$F_p = 1,5 \frac{i_{yn}^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_n = 1,62 \frac{i_{yn}^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,62 \frac{i_{yn}^2 l}{a} 10^{-7}$
	$\sigma_{\phi \max} = 2,2 \frac{i_{yn}^2 l^2}{aW_{y_0-y_0}} 10^{-8}$	

Рисунок 6.2 – Формулы для механического расчета шин, расположенных в вершинах треугольника

Выбираем опорные изоляторы внутренней или наружной установки, соответствующие критериям выбора и проверки, результаты расчета для наглядности сведем в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Параметры выбранных изоляторов и расчетные данные

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном}, \text{кВ}$	$U_{уст}, \text{кВ}$
$F_{доп}, \text{Н}$	$F_{расч}, \text{Н}$

## 6.4 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Для защиты от перенапряжений, вызываемые ударами молний, несимметричными короткими замыканиями, предусматривается установка ограничителей перенапряжений (ОПН). Необходимость и место установки ОПН определяется при конкретном проектировании в соответствии с ПУЭ [1]. Для всех классов напряжений в цепях трансформаторов и шунтирующих реакторов (ШР) должны быть установлены ОПН. Необходимость установки ОПН на шинах 110-220 кВ и их количество определяются сравнением расстояний по ошиновке от ОПН у силовых трансформаторов до самого удаленного присоединения, с наибольшим допустимым расстоянием по ПУЭ и характеристиками ОПН. Для защиты оборудования КРУЭ от грозовых перенапряжений ОПН устанавливается снаружи КРУЭ между вводом воздушной линии в КРУЭ и последней опорой. Установка ОПН со стороны трансформаторов (автотрансформаторов, ШР) может осуществляться как снаружи, так и внутри КРУЭ в цепи присоединения трансформатора до коммутационного аппарата. При устройстве кабельных вставок, соединенных с воздушными линиями, ОПН устанавливаются в местах перехода кабельных линий в ВЛ. При наличии в месте перехода коммутационного аппарата ОПН устанавливается между коммутационным аппаратом и кабельной вставкой. Необходимость установки ОПН по обоим концам вставки определяется ее длиной, параметрами ОПН и наличием других ОПН на подстанции. В установках 110 кВ в нейтрали трансформатора предусматривается устанавливать нелинейный ограничитель перенапряжения с длительно допустимым напряжением 56 кВ, предназначенный для защиты изоляции разземленной нейтрали трансформатора от коммутационных, атмосферных и внутренних перенапряжений.

ОПН выбирают по:

- номинальному напряжению, кВ

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}. \quad (6.14)$$

Проверяют по наибольшему рабочему напряжению, кВ

$$U_{po} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{nc}}{\sqrt{3}}, \quad (6.15)$$

где  $U_{po}$  – наибольшее рабочее напряжение промышленной частоты, которое может быть приложено непрерывно к ОПН, кВ;

$U_{nc}$  – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение сети, кВ.

Исходя из вышесказанного, выбираем ОПН, результаты расчета для наглядности сведем в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Параметры выбранных ОПН и расчетные данные

Каталожные данные			Расчетные данные	
$U_{ном}$ , кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Расчетный ток коммутационного перенапряжения, А	$U_{уст}$ , кВ	$U_{nc}$ , кВ

## 6.5 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в электрических цепях между оборудованием, выводимым в ремонт и остающимся под напряжением, т.е. для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

К разъединителям предъявляются следующие основные требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- должны обладать электродинамической и термической стойкостью при протекании токов КЗ;
- исключение самопроизвольных отключений;

- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители бывают внутренней и наружной установки, однополюсные и трехполюсные.

Трехполюсные разъединители управляются рычажным приводом, однополюсные - оперативной изоляционной штангой. Кроме того, трёхполюсных разъединителей могут размещаться на одной общей раме или каждый полюс – на отдельной раме.

Привод у разъединителя выбирается либо ручной – оперативной штангой, рычажной или штурвальный; либо двигательный – электрический, пневматический или гидравлический.

Конструктивное различие между отдельными типами разъединителей состоит, так же, в характере движения подвижного контакта - ножа. По этому признаку различают разъединители:

- вертикально-поворотного (врубного) и горизонтально поворотного типов с вращением ножа в плоскости, параллельной или перпендикулярной осям поддерживающих изолятор данного полюса соответственно;

- качающегося типа с вращением ножа совместно с поддерживающим его изолятором в плоскости, параллельной осям поддерживающих изоляторов данного полюса;

- катящегося типа с вращением ножа совместно с поддерживающим его изолятором в плоскости, параллельной осям поддерживающих изоляторов данного полюса;

- с прямым движением ножа в плоскости, параллельной осям поддерживающих изоляторов данного полюса, вдоль размыкаемого промежутка либо поперёк;

- со складывающимся ножом, со сложным движением (поворот и складывание) ножа в плоскости, параллельной осям поддерживающих изоляторов;

- подвесного типа с перемещением ножа вместе с поддерживающими изоляторами в плоскости, параллельно осям неподвижных изоляторов.

Данный аппарат выбирается по следующим условиям:

- номинальному напряжению, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.16)$$

- по току в нормальном режиме, А

$$I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (6.17)$$

- по току в утяжеленном режиме, А

$$I_{max} \leq I_{ном} \cdot K_{п}, \quad (6.18)$$

где  $K_{п}$  - коэффициент возможной перегрузки разъединителя, по каталогу.

А также необходимо учитывать род установки – внутренняя или наружная и конструкцию разъединителя.

Проверяют разъединители на:

- электродинамическую стойкость, кА

$$i_{дин} > i_{уд}. \quad (6.19)$$

- термическую стойкость, кА<sup>2</sup>·с

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (6.20)$$

На новых подстанциях широко используются разъединители горизонтально-поворотного типа на полимерных изоляторах с двигательным приводом.

В установках 110 кВ в нейтрали трансформатора предусматривается заземлитель нейтрали (ЗОН-110 или ЗРО-110), который выбирается по тем же показателям, что и разъединитель.

Исходя из вышесказанного, выбираем разъединители и все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Результаты расчета и паспортные данные разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном}, \text{кВ}$	$U_{уст}, \text{кВ}$
$I_{ном}, \text{А}$	$I_{норм}, \text{А}$
$I_{ном} \cdot K_{п}, \text{А}$	$I_{max}, \text{А}$
$i_{дин}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
$I_{тер}, \text{кА при } t_{тер}, \text{с}$	$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

## 6.6 Выбор и проверка высоковольтных выключателей

Высоковольтный выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

Выключатели классифицируют:

1. По назначению (отключение токов нагрузки и токов кз).
2. По роду установки (внутренняя и наружная).
3. По способу гашения дуги (элегазовые (баковые и колонковые), вакуумные, масляные (баковые и маломасляные), воздушные выключатели, электромагнитные).
4. По назначению (сетевые на напряжения от 6 кВ и выше, генераторные на напряжения от 6 до 20 кВ, выключатели на напряжение от 6 до 220 кВ для электро-термических установок, выключатели нагрузки применяются в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью для коммутации небольших нагрузок, реклоузеры – подвесные выключатели).
5. По виду установки (опорные, подвесные, настенные, выкатные в КРУ, встраиваемые в КРУ невыкатные).

Требования, предъявляемые к высоковольтным выключателям: надежное отключение заданных токов, быстродействие, обеспечение повторного включения при

отключении цепи защиты, взрывобезопасность, пожаробезопасность, удобство в эксплуатации и монтаже.

Выключатели выполняются с приводами: ручной, электромагнитный, пружинный и пневматический, в зависимости от типа выключателя.

В настоящее время широко применяются вакуумные выключатели на напряжение 6-110 кВ и элегазовые на напряжение 110-750 кВ, ввиду их основных преимуществ - высокая надежность, компактность и небольшая масса, минимальные требования к обслуживанию и контролю, пожаро и взрывобезопасные, высокий коммутационный и механический ресурс, минимальные затраты на обслуживание, меньшие габариты.

Выключатели выбираются по:

- номинальному напряжению, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.21)$$

- по току в нормальном режиме, А

$$I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (6.22)$$

- по току в утяжеленном режиме, А

$$I_{max} \leq I_{ном} \cdot K_{п}, \quad (6.23)$$

где  $K_{п}$  - коэффициент возможной перегрузки выключателя, по каталогу.

Проверяются выключатели:

- на симметричный ток отключения, кА

$$I_{откл.ном} \geq I_{пт}, \quad (6.24)$$

где  $I_{откл.ном}$  – номинальный ток отключения выключателя, по каталогу, кА.

- на отключение апериодической составляющей тока КЗ, кА

$$i_{a.ном} \geq i_{ат}, \quad (6.25)$$

где  $i_{a.ном}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ , кА.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100}. \quad (6.26)$$

Если условие  $I_{откл.ном} \geq I_{пт}$  выполняется, а  $i_{a.ном} < i_{ат}$ , то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ, кА

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}. \quad (6.27)$$

- по включающей способности, кА

$$I_{вкл} \geq I_{п0}, \quad (6.28)$$

где  $I_{вкл}$  – номинальный ток включения, по каталогу, кА.

$$i_{вкл} \geq i_y, \quad (6.29)$$

где  $i_{вкл}$  – наибольший пик тока включения, кА.

$$i_{вкл} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{вкл}, \quad (6.30)$$



где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент, нормированный для выключателей и равен 1,8.

Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы коэффициент ударный может отличаться.

- на электродинамическую стойкость, кА

$$I_{дин} \geq I_{п0}, \quad (6.31)$$

где  $I_{дин}$  - действующее значение тока электродинамической стойкости (по каталогу), кА

$$i_{дин} \geq i_y, \quad (6.32)$$

$$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{дин}. \quad (6.33)$$

- на термическую стойкость по условиям, кА<sup>2</sup>·с

Если  $t_{тер} \geq t_{откл}$ , то

$$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k. \quad (6.34)$$

Если  $t_{тер} < t_{откл}$ , то

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k. \quad (6.35)$$

Проверка выключателя по параметрам восстанавливающего напряжения на контактах выключателя не производится, т.к. в энергосистеме реальные условия восстановления напряжения соответствуют условиям испытания выключателя.

Выбираем и проверяем выключатели, параметры и расчетные данные сводим в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Результаты расчета и паспортные данные выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{уст}}, \text{кВ}$
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$I_{\text{норм}}, \text{А}$
$K_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном}}, \text{А}$	$I_{\text{мах}}, \text{А}$
$I_{\text{откл.ном}}, \text{кА}$	$I_{\text{пт}}, \text{кА}$
$i_{\text{а.ном}}, \text{кА}$	$i_{\text{ат}}, \text{кА}$
$i_{\text{вкл}}, \text{кА}$ $I_{\text{вкл}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$ $I_{\text{п0}}, \text{кА}$
$I_{\text{тер}}, \text{кА}$ при $t_{\text{откл}}$ или $t_{\text{тер}}, \text{с}$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}}, \text{кА}$ $I_{\text{дин}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$ $I_{\text{п0}}, \text{кА}$

## 6.7 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

По назначению измерительные трансформаторы тока (ИТТ) изготавливаются для организации измерений (коммерческого, технического, а также автоматизированных систем учета электроэнергии) и трансформаторы тока для обеспечения работы релейной защиты. В данной дисциплине рассматриваются первые.

Трансформаторы тока принято классифицировать по следующим признакам:

1. В зависимости от назначения (защитные, измерительные, промежуточные, лабораторные).
2. По типу установки (наружной и внутренней установки, встроенные в электрические машины, КРУ и коммутационные аппараты, накладные — устанавливаемые сверху на проходные изоляторы, переносные).
3. Исходя из конструктивного исполнения первичной обмотки ТТ (многовитковые катушечные, одновитковые, шинные).

4. По способу исполнения изоляции ТТ (с сухой изоляцией (из фарфора, литой изоляции из эпоксида, бекелита и т. п.); с бумажно-масляной либо конденсаторной бумажно-масляной изоляцией; имеющие заливку из компаунда; элегазовые, масляные).

5. По количеству ступеней трансформации ТТ (одноступенчатые, двухступенчатые (каскадные)).

6. По классу точности (для лабораторных измерений, для коммерческого и технического учета, для РЗ).

В настоящее время на новых подстанциях устанавливаются элегазовые или литые ТТ, ввиду их долговечности, пожаро и взрывобезопасности.

Трансформаторы тока выбирают:

- номинальному напряжению, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.36)$$

- по току в утяжеленном режиме, А

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (6.37)$$

где  $I_{ном}$  - первичный ток ТТ, по каталогу, А.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, т.к. недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- по конструкции и классу точности.

Проверяются ТТ:

- на электродинамическую стойкость, кА

$$i_{дин} \geq i_y, \quad (6.38)$$

$$\sqrt{2} \cdot k_{эд} \cdot I_{ном} \geq i_{дин}, \quad (6.33)$$

где  $k_{эд}$  - кратность электродинамической стойкости по каталогу.

- на термическую стойкость,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k. \quad (6.34)$$

$$t_{\text{тер}} \cdot (k_t \cdot I_{\text{ном}})^2 \geq B_k, \quad (6.35)$$

где  $k_t$  - кратность термической стойкости по каталогу.

- по вторичной нагрузке, Ом

Условие проверки

$$Z_2 \leq Z_{2\text{доп}}, \quad (6.36)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2\text{доп}}$  – допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Допустимое сопротивление нагрузки

$$Z_{2\text{доп}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2н}^2}, \quad (6.37)$$

где  $S_{2\text{ном}}$  – вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности (по каталогу), ВА.

$I_{2\text{ном}}$  – номинальный вторичный ток трансформатора тока, принимаем 5А.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимаем  $Z_2 \approx r_2$ .

Найдем сопротивление вторичной нагрузки ТТ, Ом

$$r_2 = r_k + r_{\text{пр}} + \sum r_{\text{приб}}, \quad (6.38)$$

где  $r_k$  - сопротивление контактов (принимается 0,05 при числе приборов два-три, при большом числе принимаем 0,1), Ом;

$r_{пр}$  - сопротивление проводов, Ом;

$\Sigma r_{приб}$  - суммарное сопротивление приборов, Ом.

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q}, \quad (6.39)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление провода (для алюминиевых проводов 0,0283, для медных 0,0175), Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l_{расч}$  - расчетная длина, зависящая от схемы соединения ТТ (рисунок 6.3), м;

$q$  - сечение соединительных контрольных проводов, мм<sup>2</sup>.

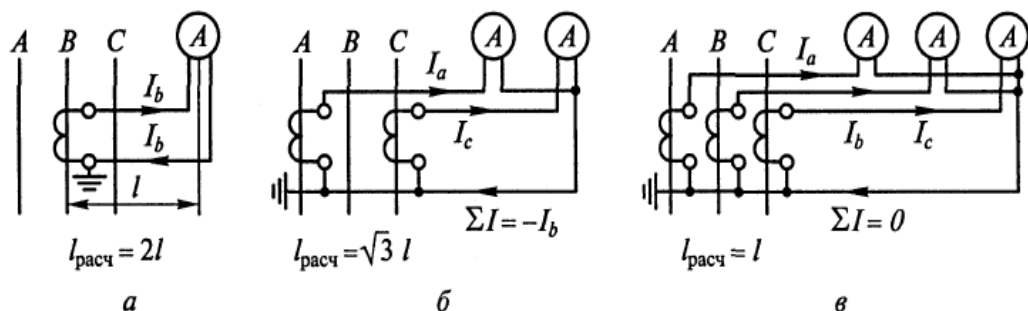


Рисунок 6.3 – Схемы подключения ТТ а) включение в одну фазу, б) неполная звезда, в) полная звезда

Расчетная длина определяется, м

$$l_{расч} = l, \text{ или } l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l, \text{ или } l_{расч} = 2 \cdot l, \quad (6.40)$$

где  $l$  – длина соединительных проводов от ТТ до приборов (таблица 6.6), м.

По условию прочности сечение  $q$  не должно быть меньше 2,5 мм<sup>2</sup> для медных жил и 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил [1]. Больше применять не рекомендуется.

Таблица 6.6 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Участок цепи	Длина, м
ЗРУ 6-10 кВ	10-15
Линии 6-10 кВ к потребителям	4-6
РУ: 35 кВ; 110 кВ; 220 кВ	50-55; 70-90; 90-130

Найдем суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ. Для этого составим таблицу 6.7. Перечень приборов, подключенных к ТТ, берем из таблицы 6.8, а мощность приборов из каталожных данных самих приборов.

Таблица 6.7 - Распределение приборов по фазам ТТ

Наименование прибора	Тип	Нагрузка трансформатора тока, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С

Суммарное сопротивление приборов, Ом

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \Sigma \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.41)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность, потребляемая приборами в самой загруженной фазе, ВА;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора, принимаем 5А.

Далее находим  $r_2$  и проверяем условие (6.36). Если условие не выполняется, то рекомендуется выбрать ТТ с большей вторичной нагрузкой. Если выполняется, то принимаем выбранный ТТ к установке, результаты расчета сведем в таблицу 6.9.

Таблица 6.9 - Результаты расчета и паспортные данные ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{уст}}$ , кВ
$I_{1\text{ном}}$ , А, $I_{2\text{ном}}$ , А	$I_{\text{мах}}$ , А
$I_{\text{тер}}$ , кА при $t_{\text{тер}}$ , с	$B_k$ , кА <sup>2</sup> ·с
$i_{\text{дин}}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА
Класс точности	
$r_{2\text{ном}}$ , Ом	$r_2$ , Ом

Таблица 6.8 – Контрольно-измерительные приборы на подстанциях

№ п/п	Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов	Примечания
1	Понижающий двухобмоточный трансформатор	ВН НН	- Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной реактивной энергии	1. Ваттметр только для трансформаторов 110 кВ и выше. 2. Варметр только для трансформаторов 220 кВ и выше. 3. Если поток мощности через трансформатор может меняться по направлению, то устанавливаются ваттметры и варметры с двусторонней шкалой и два счетчика со стопорами. 4. На трансформаторе с расщепленной обмоткой НН, а также на присоединенных к шинам 6-10 кВ через сдвоенный реактор приборы устанавливаются в каждой цепи НН.
2	Трехобмоточный трансформатор или автотрансформатор	ВН СН НН	Амперметр Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной реактивной энергии То же	То же
3	Сборные шины 6, 10, 35 кВ	На каждой секции или системе шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трехфазных напряжений	На транзитных подстанциях на шинах 35 кВ устанавливается регистрирующий вольтметр, если шины подстанции являются контрольными точками по напряжению
4	Сборные шины 110-220 кВ	То же	Вольтметр с переключателем на три междуфазных напряжения и регистрирующий вольтметр, осциллограф на транзитных подстанциях, фиксирующий прибор	То же

Продолжение таблицы 6.8

№ п/п	Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов	Примечания
5	Секционный, шиносоединительный выключатель	-	Амперметр	-
6	Обходной выключатель	-	Амперметр, варметр и ваттметр с двусторонней шкалой и фиксирующий прибор	-
7	Синхронный компенсатор	Статор  Ротор	Амперметр, вольтметр, варметр с двусторонней шкалой, счетчики реактивной энергии со стопорами Амперметр, вольтметр	-
8	Линия 6-10 кВ к потребителям	-	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии	Если по счетчикам не ведется денежный расчет, то счетчик реактивной энергии не устанавливается
9	Линия 35 кВ	-	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии	То же
10	Линия 110-220 кВ	-	Амперметр, варметр и ваттметр, фиксирующий прибор, расчетные счетчики активной и реактивной энергии	1. Для линий с пофазным управлением устанавливается три амперметра. 2. На линиях с двусторонним питанием ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, два счетчика активной энергии со стопорами.
11	Трансформатор собственных нужд	ВН НН	- Амперметр, расчетный счетчик активной энергии	-
12	Дугогасительный реактор	-	Регистрирующий амперметр	-



## 6.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Измерительным трансформаторы напряжения (ТН) называется аппарат, предназначенный для преобразования высокого напряжения в низкое напряжение стандартной величины, удобное для измерений, цепей управления, устройств защиты и сигнализации. Обычно в качестве номинального вторичного напряжения принимают напряжение  $100/\sqrt{3}$  или 100 В, это позволяет применять для измерения любого напряжения одни и те же стандартные приборы. Реле защиты, реагирующие на напряжение, изготавливаются на эти же напряжения независимо от напряжения сети на стороне высокого напряжения.

Первичная обмотка ТН изолируется от вторичной на полное рабочее напряжение. Для безопасности обслуживания один конец вторичной обмотки обязательно заземляется. Поэтому ТН изолирует вторичную обмотку, приборы и реле от цепи высокого напряжения и делает безопасным их обслуживание.

Трансформаторы напряжения можно классифицировать по следующим основным признакам:

- по виду (заземленный, каскадный, антирезонансный, емкостной);
- по числу обмоток (двух- и трехобмоточные);
- числу фаз (одно- и трехфазные);
- классу точности (для лабораторных измерений, для коммерческого и технического учета, для РЗ);
- в зависимости от изоляции обмоток (сухие, масляные, элегазовые, литые);
- роду установки (для внутренней и наружной установки).

Явление феррорезонанса.

ТН в сетях с изолированной нейтралью могут входить в феррорезонанс с паразитными ёмкостями распределительных сетей (особенно это нежелательное явление характерно для кабельных сетей), что может приводить к их отказу. Для предотвращения порчи ТН в результате феррорезонанса разработаны антирезонансные трансформаторы напряжения типа НАМИ, следует учитывать это при выборе ТН.

В настоящее время на новых подстанциях широко применяются элегазовые, литые, каскадные и антирезонансные ТН.

ТН выбирают по:

- номинальному напряжению, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (6.42)$$

- конструкции и классу точности.

Проверяются ТН:

- по вторичной нагрузке, ВА

$$S_{2ном} \geq S_{2\Sigma}, \quad (6.43)$$

где  $S_{2ном}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Составим перечень приборов по таблице 6.8, присоединяемых к выводам вторичной обмотки ТН, и занесем в таблицу 6.10.

Таблица 6.10 - Перечень приборов, подключаемых к ТН

Прибор	Тип	Р одной обмотки, Вт	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							Р, Вт	Q, ВАр

Вторичная нагрузка ТН определяется по формуле, ВА

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{\sum P_{приб}^2 + \sum Q_{приб}^2} \quad (6.44)$$

Далее проверяем условие (6.44). Если условие не выполняется, то рекомендуется установить второй аналогичных ТН и часть приборов присоединить к нему. Если выполняется, то принимаем выбранный ТН к установке, результаты расчета сведем в таблицу 6.11.

Таблица 6.11 - Результаты расчета и паспортные данные ТН

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст}, \text{кВ}$	$U_{1ном}, \text{кВ}$
$S_{2\Sigma}, \text{ВА}$	$S_{2ном}, \text{ВА}$
	класс точности
	$U_{2ном.осн}, \text{В}$
	$U_{2ном.доп}, \text{В}$

Для защиты ТН применяются предохранители серии ПКН (предохранитель с кварцевым наполнителем для трансформаторов напряжения).

Предохранители ПКН выбирают по номинальному напряжению сети, кВ

$$U_{ТН} \leq U_{ном}. \quad (6.45)$$

Выбираем предохранители ПКН, для защиты ТН, данные сведем в таблицу 6.12.

Таблица 6.12 - Результаты расчета и паспортные данные предохранителей

Каталожные данные			Расчетные данные
$U_{ном}, \text{кВ}$	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Диаметр, мм	$U_{ТН}, \text{кВ}$

## **7 Выбор и проверка шин и связей на стороне низшего напряжения подстанции**

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости применяются редко даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6-10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных изоляторах. Шины закреплены на изоляторах с помощью шинодержателей, допускающие продольное смещение шин при их удлинении вследствие нагрева. Присоединение алюминиевых шин к медным зажимам аппаратов производится с помощью переходных зажимов.

Соединения трансформаторов с ЗРУ 6-10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом.

### **7.1 Выбор и проверка гибких шин и связей на стороне низшего напряжения подстанции**

Выбор и проверка гибких шин и связей на стороне низшего напряжения подстанции производится аналогично пункту 5.1.

## 7.2 Выбор и проверка жестких шин и связей на стороне низшего напряжения подстанции

Выбор жестких шин и связей и проверка на термическую стойкость на стороне низшего напряжения подстанции производятся аналогично пункту 5.2. Проверка на электродинамическую стойкость однополосных шин производится аналогично проверки жестких шин трубчатого сечения на стороне высокого напряжения подстанции.

Проверка на электродинамическую стойкость двухполосных жестких шин.

Если каждая фаза выполняется из двух полос, то возникает усилие между полосами и между фазами. Усилие между полосами не должно приводить к их соприкосновению. Для уменьшения этого усилия, в пролете между полосами устанавливают прокладки. Необходимо определить пролет между прокладками.

Пролет между прокладками выбирается таким образом, чтобы электродинамические силы, возникающие при КЗ, не вызывали соприкосновения полос, м

$$l_{\pi} \leq 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_{\pi}}{i_y}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_{\pi}}{k_{\phi}}}, \quad (7.1)$$

где  $a_{\pi}$  - расстояние между осями полос (принимаем  $a_{\pi} = 2 \cdot b$ ), см;

$b$  – ширина полосы, см;

$J_{\pi}$  - момент инерции одной полосы (рисунок 5.3), см<sup>4</sup>;

$k_{\phi}$  - коэффициент формы, принимаем по рисунку 7.1;

$E$  – модуль упругости материала шин, принимаем по таблице 5.7, Па.

Механическая система две полосы – изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилия в результате механического резонанса.

Исходя из этого, величина  $l_{\pi}$  выбирается еще по одному условию, м

$$l_{\pi} \leq 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_{\pi}}{m_{\pi}}}, \quad (7.2)$$

где  $m_{\pi}$  - масса полосы на единицу длины, по каталогу, кг/м.

В расчет принимается меньшая из двух величин.

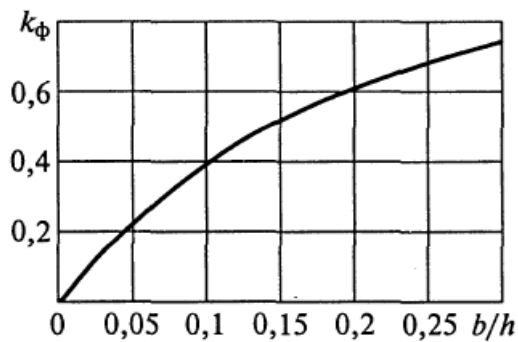


Рисунок 7.1 – Кривая для определения коэффициента формы

Найдем силу взаимодействия между полосами в пакете из двух полос, Н/м

$$f_{\pi} = \frac{k_{\phi}}{4} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7}. \quad (7.3)$$

Найдем напряжение в материале шин от взаимодействия полос, МПа

$$\sigma_{\pi} = \frac{f_{\pi} \cdot l_{\pi}^2}{12 \cdot W_{\pi}}, \quad (7.4)$$

где  $W_{\pi}$  - момент сопротивления одной полосы (рисунок 5.3), см<sup>3</sup>.

Напряжение в материале шины, возникающее от взаимодействия фаз, МПа

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot 10^{-8}, \quad (7.5)$$

где  $a$  – расстояние между фазами (берем из ПУЭ [1] таблица 4.2.2, 4.2.5);

$l$  – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м (рекомендуется принимать 1-1,5 м);

$W_{\phi}$  – момент сопротивления пакета шин (рисунок 5.3),  $\text{см}^3$ .

Шины механически прочные, если выполняется условие

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (7.6)$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое механическое напряжение в материале шин (таблица 5.7), МПа.

$$\sigma_{\max} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\pi}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость жестких шин коробчатого сечения.

Шины коробчатого сечения обладают значительно большим моментом инерции, т.е. частота собственных колебаний много больше 200 Гц и расчет можно производить без учета механических колебаний.

Найдем напряжение в материале шины, возникающее от взаимодействия фаз, МПа

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8}, \quad (7.7)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы,  $\text{см}^3$ .

Если шины установлены в горизонтальной плоскости, при отсутствии жесткого соединения,  $\text{см}^3$

$$W=2 \cdot W_{y-y}, \quad (7.8)$$

где  $W_{y-y}$  - момент сопротивления шины относительно оси, по каталогу,  $\text{см}^3$ .

При горизонтальном расположении, швеллеры закреплены жестко между собой,  $\text{см}^3$

$$W=2 \cdot W_{y0-y0}, \quad (7.9)$$

где  $W_{y0-y0}$  - момент сопротивления шины относительно оси, по каталогу,  $\text{см}^3$ .

Если шины установлены в горизонтальной плоскости,  $\text{см}^3$

$$W=2 \cdot W_{x-x}, \quad (7.10)$$

где  $W_{x-x}$  - момент сопротивления шины относительно оси, по каталогу,  $\text{см}^3$ .

Найдем силу взаимодействия между швеллерами, составляющими шину коробчатого профиля при условии, что  $k_\phi=1$ ,  $a=h$ ,  $\text{Н/м}$

$$f_\Pi = 0,5 \cdot \frac{i_y^2}{h} \cdot 10^{-7}, \quad (7.11)$$

где  $h$  – высота шины коробчатого сечения,  $\text{м}$ .

Найдем напряжение в материале шин от действия силы,  $\text{МПа}$

$$\sigma_\Pi = \frac{f_\Pi \cdot l_\Pi^2}{12 \cdot W_\Pi}, \quad (7.12)$$

где  $W_\Pi = W_{y-y}$ ,  $l_\Pi = l$ .

Шины механически прочные если

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (7.13)$$



где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое механическое напряжение в материале шин (таблица 5.7), МПа.

$$\sigma_{\text{max}} = \sigma_{\text{п}} + \sigma_{\text{ф}}. \quad (7.14)$$

Проверка на электродинамическую стойкость жестких шин, расположенных по вершинам равностороннего треугольника.

Максимальная сила взаимодействия оказывается равной силе, действующей на фазу В при горизонтальном расположении шин, Н/м

$$f_{\text{ф}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}. \quad (7.15)$$

Если шины расположены по вершинам прямоугольного треугольника, то определение возникающих усилий усложняется, т.к. фазы находятся в различных условиях. На рисунке 6.2 приведены расчетные формулы для определения  $\sigma_{\text{ф max}}$  и сил, действующих на изоляторы трубчатых и коробчатых шин, расположенных в вершинах треугольника.

Определение  $\sigma_{\text{п}}$  и  $I_{\text{п}}$  в шинах производится так же, как при горизонтальном или вертикальном расположении шин.

### 7.3 Выбор и проверка отходящих кабельных линий

Кабели выбираются:

- по номинальному напряжению, кВ

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}. \quad (7.16)$$

- по конструкции.

- по экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_3}. \quad (7.17)$$

- по допустимому току, А

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{мах}}. \quad (7.18)$$

Определяем расчетный ток отходящей линии

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{мах}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \text{ или } I_{\text{норм}} = \frac{S'_{\text{мах}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (7.19)$$

где  $n$  – число отходящих кабелей, в курсовом проектировании можно условно принять по 6 шт. от каждой секции шин НН.

Выбираем силовые кабели.

Проверяем кабели по длительно допустимому току в нормальном режиме, А

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (7.20)$$

Находим допустимый ток в нормальном режиме, А

$$I_{\text{доп}} = n \cdot I_{\text{дл.доп}} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (7.21)$$

где  $n$  – число параллельно проложенных кабелей, шт.;

$K_1$  - поправочный коэффициент на число проложенных рядом кабелей, таблица 1.3.26 ПУЭ [1];

$K_2$  - поправочный коэффициент на температуру окружающей среды, таблица

### 1.3.3 ПУЭ [1].

$I_{\text{дл.доп}}$  - длительно допустимый ток кабеля, по каталогу, А.

Проверка кабелей по длительно допустимому току в аварийном режиме, А

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ав.доп}}. \quad (7.22)$$

Нахожу допустимый ток в аварийном режиме

$$I_{\text{доп}} = (n-1) \cdot I_{\text{дл.доп}} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (7.23)$$

Проверка кабелей на термическую стойкость.

Проверка кабелей на термическую стойкость при КЗ производится аналогично проверке на термическую стойкость гибких и жестких шин.

Минимальное сечение проводника определяется по формуле, мм<sup>2</sup>

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (7.24)$$

где  $C_T$  - постоянная функция, определяемая по таблицам 4.6-4.8, Ас<sup>1/2</sup>/мм<sup>2</sup>.

Условие проверки

$$q_{\text{min}} \leq q. \quad (7.25)$$

Если выбранные кабели удовлетворяют всем условиям проверки, принимаем их к установке, в противном случае, выбираем новые и расчет повторяем.

## 8 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне низшего напряжения подстанции

### 8.1 Выбор и проверка ячеек КРУ

В качестве РУ НН на ГПП рекомендуется применять ячейки КРУ внутренней установки. КРУ присоединяются к сборным жестким шинам, установленные в ЗРУ 6-10 кВ. КРУ в значительной степени превосходит РУ обычного исполнения (со стационарными аппаратами). КРУ компактны, удобны в управлении, а самое главное надежны и безотказны в процессе эксплуатации. Также КРУ разделены на ячейки перегородками. Разделение шкафа на несколько независимых отсеков позволяет локализовать внезапно возникшую аварию, не допустить ее распространение, а также обеспечивает удобство и безопасность обслуживания ячейки КРУ.

Выбор КРУ производится по следующим условиям:

- по номинальному напряжению, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (8.1)$$

- по номинальному току сборных шин, А

$$I_{max} \leq I_{ном}. \quad (8.2)$$

В курсовом проектировании необходимо выбрать ячейку ввода, трансформатора напряжения, секционного выключателя и отходящих линий.

Утяжеленный ток ячейки ввода определяется, А

$$I_{max.вв} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot (n-1)}, \text{ или } I_{max.вв} = \frac{S'_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot (n-1)}, \quad (8.3)$$

где  $n$  – количество трансформаторов, шт.

Утяжеленный ток ячейки секционного выключателя определяется, А

$$I_{\max.\text{св}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot n}, \text{ или } I_{\max.\text{св}} = \frac{S'_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot n}. \quad (8.4)$$

Утяжеленный ток ячейки отходящей линии определяется, А

$$I_{\max.\text{о.л.}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot n}, \text{ или } I_{\max.\text{о.л.}} = \frac{S'_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot n}, \quad (8.5)$$

где  $n$  – количество отходящих кабельных линий, шт.

Ячейка ТН выбирается только по номинальному напряжению.

Выбираем ячейки КРУ, все параметры сводим в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Параметры ячеек КРУ

Параметры	Марка КРУ
Номинальное напряжение, кВ	
Номинальный ток сборных шин, А	
Номинальный ток главных цепей, А	
Ток термической стойкости, кА	
Динамическая стойкость, кА	
Тип выключателя	
Разъединитель	
Трансформатор тока нулевой последовательности	
Трансформатор тока	
Трансформатор напряжения	
Ограничители перенапряжения	
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	
Степень защиты КРУ	
Максимальное количество кабелей КРУ	
Наибольшее сечение высоковольтных кабелей	
Размеры, мм	

Все электрические аппараты (выключатели, разъединители, ТТ, ТН), входящие в комплект ячеек КРУ, необходимо выбрать и проверить аналогично пунктам 6.5-6.8.

Если по условию номинального тока сборных шин, невозможно подобрать ячейку КРУ (ток слишком большой), то конструкцию РУ выбираем со стационарными аппаратами.

## 8.2 Выбор и проверка проходных изоляторов

Проходные изоляторы предназначены для проведения проводников сквозь заземленные кожухи аппаратов, стены и перекрытия зданий.

Различают фарфоровые и полимерные проходные изоляторы.

Преимущества полимерных изоляторов перед фарфоровыми:

- очень высокая кислото- и щелочеупорность;
- очень большая гидрофобность;
- очень маленькая масса;
- вандалоустойчивость;
- высокая механическая и электрическая прочность.

Проходные изоляторы выбираются по напряжению и току

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (8.6)$$

$$I_{max} \leq I_{ном}. \quad (8.7)$$

Проверяются по допустимой нагрузке по условию

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (8.8)$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 \cdot \frac{1}{a}. \quad (8.9)$$

Выбираем проходные изоляторы, соответствующие критериям выбора и проверки, результаты расчета для наглядности сведем в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Параметры выбранных изоляторов и расчетные данные

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{уст}}$ , кВ
$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{max}}$ , А
$F_{\text{доп}}$ , Н	$F_{\text{расч}}$ , Н

## 9 Собственные нужды подстанции

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются:

- электродвигатели системы охлаждения трансформаторов и синхронных компенсаторов;
- устройства обогрева масляных выключателей и шкафов с установленными в них электрическими аппаратами и приборами;
- электродвигатели компрессоров, снабжающих воздухом воздушные выключатели и пневматические приводы;
- электрическое отопление и освещение;
- система пожаротушения.

Наиболее ответственными приемниками электроэнергии системы собственных нужд подстанции являются системы управления, телемеханики и связи, релейной защиты и сигнализации, аварийное освещение, электроснабжение которых может быть осуществлено или от сети переменного тока через стабилизаторы и выпрямители, или от независимого источника энергии – аккумуляторных батарей. В последнем случае должны быть предусмотрены преобразователи для заряда батарей.

Для электроснабжения потребителей системы собственных нужд подстанции предусматривают трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В. Они могут быть присоединены к сборным шинам РУ 6-10 кВ. Однако такая система обладает недостатком, который заключается в нарушении электроснабжения системы собственных нужд при повреждениях в РУ. Поэтому трансформаторы собственных нужд предпочитают присоединять к выводам низшего напряжения главных силовых трансформаторов – на участках между трансформатором и выключателем.

Мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, ориентировочно составляет примерно 1 % от полной мощности подстанции, МВА

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot S_{\text{max}}, \text{ или } S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot S'_{\text{max}}. \quad (9.1)$$



Найдем мощность трансформатора собственных нужд с учетом коэффициента спроса, МВА

$$S_{\text{т.с.н.}} = k_c \cdot S_{\text{с.н.}}, \quad (9.2)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса (принимается 0,7-0,8).

Число трансформаторов собственных нужд зависит от марки силового трансформатора (числа секций на низком напряжении). Силовые трансформаторы собственных нужд размещаются в шкафах. Трансформаторы большой мощности устанавливают на ОРУ. Присоединение трансформаторов собственных нужд может осуществляться кабелем, жестким или гибким токопроводом. Рекомендуется выбирать сухие трансформаторы собственных нужд, т.к. они взрыво- и пожаробезопасны или масляные герметичные типа ТМГ. Достоинством таких трансформаторов является то, что герметичный трансформатор полностью заполнен маслом без воздушной или газовой подушки, контакт масла с внешней средой исключен. Таким образом, масло не окисляется и не увлажняется.

Для защиты трансформаторов собственных нужд могут применяться высоковольтные выключатели или предохранители серии ПКТ. Предохранители рекомендуется применять для защиты трансформаторов собственных нужд мощностью до 250кВА включительно. В остальных случаях применяется ячейка трансформатора собственных нужд с высоковольтным выключателем, выбор и проверка ячеек КРУ представлена выше в учебном пособии.

Предохранители серии ПКТ, помимо выбора по напряжению, еще выбираются по номинальным токам плавкой вставки и патрона предохранителя, А

$$I_{\text{пат.ном}} \geq I_{\text{вст.ном}}, \quad (9.3)$$

$$I_{\text{вст.ном}} = k_H \cdot I_{\text{ном.т.с.н.}}, \quad (9.4)$$

где  $k_n$  — коэффициент надежности предохранителя (принимается 2);

$I_{\text{ном.т.с.н.}}$  — номинальный ток трансформатора собственных нужд, А.

$$I_{\text{ном.т.с.н.}} = \frac{S_{\text{т.с.н.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (9.5)$$

На подстанциях 110 кВ и выше, применяется оперативный постоянный ток напряжением 220 В. Применение постоянного оперативного тока увеличивает стоимость сооружения, но обеспечивает большую надежность.

В настоящее время на подстанциях широко применяются для питания оперативным постоянным током шкафы оперативного тока ШОТы. Они предназначены для бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей при отключении сети. Базовый комплект ШОТ включает в себя: шкаф, зарядное устройство, аккумуляторную батарею (герметизированную), автоматические выключатели, устройство контроля изоляции, измерительные приборы, контроллер сбора и обработки информации.

## **10 Расчет заземления и грозозащиты подстанции**

### **10.1 Расчет заземления подстанции**

ПУЭ предписывает, что заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

Для заземляющих устройств любого назначения необходимо использовать в первую очередь естественные заземлители и искусственные заземляющие проводники. Если естественных заземлителей нет, или их использование не дает требуемых результатов, то принимают искусственные заземлители в виде стержней из угловой и прутковой стали, стальных полос.

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под таковым при повреждении изоляции, надежно заземлять.

Расчет защитного заземления.

В качестве вертикальных заземлителей можно принять уголки 50х50х5 мм (60х60х6 мм и 75х75х8 мм) длиной 2,5 м. А в качестве горизонтальных можно использовать стальные стержни диаметром 10 мм.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку. Так как размер ячейки около силового трансформатора не должен превышать 6х6 м, то вычисляется число продольных и поперечных полос.

Число продольных полос, шт.

$$n_{\text{прод}} = 1 + \frac{b + 6}{6}. \quad (10.1)$$

Число поперечных полос, шт.

$$n_{\text{попереч}} = 1 + \frac{a + 6}{6}, \quad (10.2)$$

где  $a$  и  $b$  – соответственно ширина и длина участка, занимаемого подстанцией, в соответствующем классе напряжения, м.

Найдем длину полос заземляющего контура, м

$$l = a \cdot n_{\text{прод}} + b \cdot n_{\text{попереч}}, \quad (10.3)$$

Далее найдем сопротивление горизонтальных соединительных полос, Ом

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot k_m}{l \cdot \eta_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{l^2}{d \cdot t}, \quad (10.4)$$

где  $\eta_{\Gamma}$  – коэффициент использования соединительных полос, определяем по таблице 10.1;

$d$  – диаметр полос, м;

$t$  – глубина залегания, м.

Найдем сопротивление растеканию одиночного вертикального стержня (из уголка 50x50x5 мм), Ом

$$R_{\text{уг}} = 0,318 \cdot \rho \cdot k_m, \quad (10.5)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление грунта, определяем по таблице 10.2, Ом·м;

$k_m$  – коэффициент, зависящий от климатической зоны, определяем по таблице 10.3.

Из уголка 60х60х6 мм, Ом

$$R_{yg} = 0,298 \cdot \rho \cdot k_m. \quad (10.6)$$

Из уголка 75х75х8 мм, Ом

$$R_{yg} = 0,292 \cdot \rho \cdot k_m. \quad (10.7)$$

Число уголков без учета соединительных полос найдем по формуле

$$n = \frac{R_{yg}}{\frac{R_{zy} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\Gamma} - R_{zy}} \cdot \eta_B}, \quad (10.8)$$

где  $\eta_B$  – коэффициент использования вертикального заземлителя, определяем по таблице 10.1.

Принимаем  $n$  целое число в большую сторону. Между электродами расстояние должно быть не менее 3 м. Проверяем это условие, м

$$l_3 = \frac{l}{n}. \quad (10.9)$$

Суммарное сопротивление всех вертикальных заземлителей рассчитаем по формуле, Ом

$$R_B = \frac{R_{yg}}{n \cdot \eta_B}, \quad (10.10)$$

Суммарное сопротивление заземляющего устройства найдем по формуле, Ом

$$R_{\Sigma} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_B + R_{\Gamma}}. \quad (10.11)$$

Суммарное сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 0,5 Ом.

Таблица 10.1 – Коэффициенты использования

Число вертикальных заземлителей	Значение коэффициента $\eta_B$ (числитель) и $\eta_{\Gamma}$ (знаменатель) при отношении $a/l$ : $a$ – расстояние между вертикальными заземлителями, м; $l$ – длина вертикального заземлителя, м		
	1	2	3
При расположении полос по периметру замкнутого контура			
6	0,62/0,4	0,73/0,48	0,8/0,64
10	0,55/0,34	0,69/0,4	0,76/0,56
30	0,43/0,24	0,6/0,3	0,68/0,41
70	0,38/0,2	0,54/0,26	0,64/0,35
100	0,35/0,19	0,52/0,24	0,62/0,33
При расположении полос в ряд			
3	0,78/0,8	0,86/0,92	0,91/0,95
5	0,7/0,74	0,81/0,86	0,87/0,9
10	0,59/0,62	0,75/0,75	0,81/0,82
15	0,54/0,5	0,7/0,64	0,78/0,74
20	0,49/0,42	0,68/0,56	0,77/0,68
30	0,43/0,31	0,65/0,46	0,75/0,58

Таблица 10.2 – Приближенное удельное сопротивление грунта

Вид грунта	$\rho$ , Ом·м
Песок	700
Супесь	300
Чернозем	200
Суглинок, каменистая глина	100
Глина	40
Торф	20

Таблица 10.3 – Зависимость коэффициента  $k_m$  от климатической зоны

Климатическая зона	Признаки климатической зоны				Значение коэффициента $k_m$	
	Средняя многолетняя температура, °С		Среднее годовое количество осадков, см	Продолжительность периода заморозания грунтовых вод, дни	При вертикальных заземлителях и глубине заложения 0,5-0,8 м	При горизонтальных заземлителях и глубине заложения 0,8 м
	низшая (январь)	высшая (июль)				
I	-20÷-15	16÷18	40	170÷190	1,8÷2	4,5÷7
II	-15÷-10	18÷22	50	150	1,5÷1,8	3,5÷4,5
III	-10÷0	22÷24	50	100	1,4÷1,6	2÷2,5
IV	0÷5	24÷26	30÷50	0	1,2÷1,4	1,5÷2

## 10.2 Расчёт грозозащиты подстанции

Расчет молниезащиты ведется по зонам. Зона защиты одиночного молниеотвода высотой до 60 м представляет собой круговой конус. Для защиты ОРУ применяются многократные молниеотводы, расположенные в вершинах квадратов или в шахматном порядке. В результате общая зона защиты ОРУ складывается из ряда зон защиты трех или четырех молниеотводов.

Найдем радиусы зон защиты одиночных стержневых молниеотводов, м

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{P + \frac{h_x}{h}}, \quad (10.12)$$

где  $h_a$  - активная часть молниеотвода (превышение молниеотвода над защищаемым уровнем) (рисунок 10.1), м;

$h$  - полная высота молниеотвода, м;

$h_x$  - высота защищаемых объектов, м;

$P$  – поправочный коэффициент (таблица 10.4).

Превышение молниеотвода над защищаемым уровнем, м

$$h_a = h - h_x, \quad (10.13)$$

Необходимым условием защищенности всей площади подстанции на высоте  $h_x$  является

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot P, \quad (10.14)$$

где  $D$  - наибольшая диагональ четырехугольника (рисунок 10.1), м.

Таблица 10.4 – Определение поправочного коэффициента

Высота молниеотвода, м	Поправочный коэффициент $P$
До 30 м	1
От 30 м до 100 м	$\sqrt{30/h}$

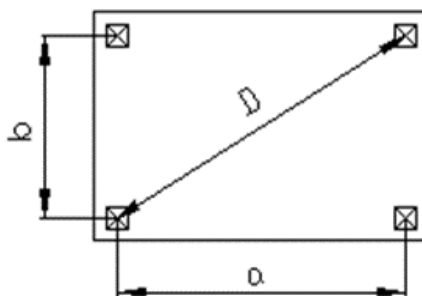


Рисунок 10.1 – Расположение молниеотводов

Найдем ширину зоны защиты двух молниеотводов, м

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a}. \quad (10.15)$$



## **11 Техника безопасности и пожарная безопасность на подстанции**

Эксплуатация электроустановок представляет опасность для жизни людей, что обуславливает необходимость соблюдения правил техники безопасности.

Для защиты оборудования подстанции по периметру подстанции устанавливается сетчатый забор высотой не менее 1,8 м. Данный забор должен иметь съёмные секции для въезда крупногабаритного транспорта. Все аппараты на подстанции в обязательном порядке должны располагаться на основании ступеней высотой не менее 2.5 м.

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под таковым при повреждении изоляции, надёжно заземлять. Так же на подстанции должно иметься переносное заземление для ремонтных работ. Территория подстанции должна освещаться для большей безопасности обслуживающего персонала. Для безопасной работы обслуживающего персонала на подстанции надо использовать резиновые перчатки, боты и специальные костюмы.

Фазы в обязательном порядке должны быть окрашены в соответствующие цвета. Должно быть защитные сетки, молниеотводы и грозозащитные тросы. Должны быть соблюдены минимальные расстояния до токоведущих частей предусмотренные ПУЭ.

На территории ОРУ следует периодически скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

На подстанциях с постоянным персоналом, первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. При делении ЗРУ на секции посты пожаротушения должны располагаться в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. В РУ должны быть определены места хранения защитных средств для

пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега. На подстанции должно быть предусмотрено: ящики с песком, лопаты, топор, вёдра и огнетушители, огнеупорные полотна.

Оборудование установками автоматического пожаротушения трансформаторов различной мощности и напряжения, допускается по требованию заказчика.

Автоматическая установка водяного пожаротушения (АУВП) трансформатора включает установку водяного пожаротушения (УВП) и систему ее автоматического управления (САУ).

САУ пожаротушения трансформатора может совмещаться с САУ установок водяного пожаротушения другого оборудования и помещений.

Автоматика водяного пожаротушения трансформатора состоит из средств:

- обнаружения пожара;
- управления пожарными насосами, запорно-пускового устройства (ЗПУ), вентиляции (при закрытой установке трансформатора);
- сигнализации, контролирующей исправность и срабатывание устройств пожаротушения трансформатора.

Автоматический пуск УВП трансформатора должен предусматриваться от следующих защит, действующих на отключение трансформатора:

- второй ступени газовой защиты;
- дифференциальной защиты;
- устройства контроля изоляции вводов (КИВ) для блочных трансформаторов, соединенных с генераторами без выключателей; для трансформаторов, устанавливаемых в помещениях, и для трансформаторов, устанавливаемых на объектах без постоянного обслуживающего персонала.

Последовательное включение пусковых органов указанных защит, запускающих установку пожаротушения, не допускается.

## 12 Графическая часть проекта

Графическая часть проекта выполняется на двух листах формата А1. На первом листе изображается схема электрических соединений проектируемой подстанции с обозначением всех элементов данной схемы в соответствии с ГОСТ 2.722-68 и ГОСТ 2.723-68. Главная схема электрических соединений отражает основные решения, принятые в курсовом проекте. На чертеже главной схемы соединений должны быть показаны: трансформаторы (силовые и измерительные), отходящие линии, сборные шины РУ всех напряжений, выключатели, разъединители, реакторы, предохранители и токоведущие части РУ. Кроме того, на ней рядом с основным оборудованием показываются все относящиеся к нему контрольно-измерительные приборы. На чертеже главной схемы рядом с условными обозначениями аппаратов слева или сверху от них приводятся номенклатурные обозначения типов, номинальные параметры и другие характеристики. Надписи выполняются для одного присоединения каждого типа. У сборных шин указываются номинальное напряжение, материал и сечение, на токопроводах - тип, материал и сечение токоведущей части.

На втором листе приводятся план и разрез подстанции с нанесением всего электротехнического оборудования в соответствии с листом №1. Здесь же указываются все необходимые размеры (по горизонтали и вертикали), нумерация оборудования и его спецификация. В курсовом проекте требуется выполнить конструктивные чертежи только для одного из РУ. Основой для конструктивного выполнения РУ являются типовые конструктивные решения. Ведущими проектными организациями разработаны типовые конструкции РУ применительно к основным электрическим схемам, которые в настоящее время применяют на подстанциях. Таким образом, при выборе конструкций РУ в курсовом проекте необходимо подобрать соответствующий типовой проект, скомпоновать ячейки (камеры) согласно ранее выбранной схеме электрических соединений и проверить возможность установки выбранного оборудования в ячейках. После этого составляют эскизы разрезов и плана РУ и по ним выполняют чертежи.

При выполнении второго листа должны соблюдаться следующие требования:

1. Схема принятого РУ должна точно соответствовать главной схеме электрических соединений.

2. Габаритные размеры и внешний вид электрических аппаратов, изоляторов и шин должны быть взяты из каталогов и вычерчены в соответствующем масштабе.

3. Допускаются небольшие упрощения в изображении аппаратов, не искажающие их формы. На чертежах указываются размеры строительных конструкций (или основные размеры здания) и основные электрические расстояния, нормированные ПУЭ.

4. Конструктивный чертеж РУ должен содержать спецификацию электрических аппаратов, изоляторов и шин.

Полностью выполненные чертежи в правом нижнем углу должны иметь штамп установленной формы.

## Список использованных источников

- 1 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 – Новосибирск: Норматика, 2015 – 464 с., ил.
- 2 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций : учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 448с.
- 3 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин - М.: Энергия, 1986. - 648 с.
- 4 Абрамова, Е.Я. Расчет понизительной подстанции в системах электроснабжения: учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию / Е.Я. Абрамова, С.К. Алешина, В.И. Чиндяскин, - 2-е изд., перераб. и доп. – Оренбург ГОУ ОГУ, 2004. – 91 с.
- 5 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.24030.010-2008. – 132 с.
- 6 Кулеева, Л.И. Проектирование подстанции: учебное пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2016. – 110 с. - ISBN 978-5-7410-1542-1.
- 7 ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. - введ. с 01.07.85 - М.: Стандартинформ, 2009. - 38 с.
- 8 Васильев, А. А. Электрическая часть станций и подстанций : учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова ; под ред. А.А. Васильева. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
- 9 Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков. – М.: Высшая школа, 2001. – 336 с.
- 10 Электрическая часть электростанций / Под ред. С.В. Усова. - Л.: Энергия, 1987. - 536 с.
- 11 Единое окно доступа к образовательным ресурсам / Энергетика : сайт для самостоятельного изучения специализированного материала. – [Режим доступа]: [http://window.edu.ru/catalog/resources?p\\_rubr=2.2.75.27](http://window.edu.ru/catalog/resources?p_rubr=2.2.75.27).