

# **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ**

**(ПРИМЕР КУРСОВОГО ПРОЕКТА)**



2015

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

1.1 Выбор числа трансформаторов

1.2 Выбор мощности трансформаторов

1.3 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов

2. Выбор числа питающих ВЛ, выбор сечения проводов питающих ВЛ

2.1 Выбор числа питающих ВЛ

2.2 Выбор сечений проводов питающих ВЛ

2.3 Проверка по условиям длительно допустимого нагрева

3. Разработка и обоснование принципиальной электрической схемы подстанции

4. Расчёт токов короткого замыкания

4.1 Общие сведения о коротких замыканиях

4.2 Порядок выполнения расчётов

4.3 Расчет токов трёхфазного короткого замыкания

5. Выбор и проверка основного электрооборудования

5.1 Коммутационные аппараты

5.2 Выбор и проверка измерительных трансформаторов

5.3 Выбор ОПН

5.4 Выбор гибких и жестких шин

5.5 Выбор проходных и опорных изоляторов

5.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Список использованной литературы

Заключение

## **ВВЕДЕНИЕ**

В наше время вся хозяйственная деятельность построена на использовании электрической энергии. Ни одно производство, ни одно предприятие не может функционировать, не будучи электрифицированным. Поэтому существует необходимость в строительстве новых электроустановок.

Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства и преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии, называется электроустановкой.

Электроэнергия, вырабатываемая на электростанции, поступает на электрические подстанции, на которых происходит преобразование электроэнергии по напряжению, частоте или роду тока.

Электрические подстанции – это электроустановки, предназначенные для распределения электроэнергии (распределительные подстанции), преобразования электроэнергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов (трансформаторные подстанции). По способу присоединения к сети подстанции делят на тупиковые, ответвительные, проходные и узловые.

Тупиковая подстанция – это подстанция, получающая электроэнергию от одной электроустановки по одной или нескольким параллельным линиям.

Ответвительная подстанция присоединяется глухой отпайкой к одной или двум проходящим линиям. Проходная подстанция включается в рассечку одной или двух линий с двусторонним или односторонним питанием.

Узловая подстанция - это подстанция, к которой присоединено более двух линий питающей сети, приходящих от двух или более электроустановок.

В данном курсовом проекте необходимо реализовать задачу расчета и проектирования электрической части узловой подстанции с напряжениями 220/35/10 кВ и следующими параметрами:

Таблица 1

$U_{ВН}$	$U_{СН}$	$U_{НН}$	$S_{кз}$	$S_{тран}$	$S_{СН}$	$S_{НН}$	$N_{ВН}$	$N_{СН}$	$N_{НН}$	L
кВ	кВ	кВ	МВА	МВА	МВА	МВА	линий	линий	линий	км
220	35	10	3966	220	56	34	3	11	23	106

где: N – число отходящих линий от РУ соответствующего напряжения.

Примечание: доля нагрузки 3 категории по надежности электроснабжения на стороне СН составляет 20%, а на стороне НН – 30%.

**В курсовом проекте должны быть решены следующие задачи:**

- 1) выбор числа и мощности силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- 2) выбор числа питающих ВЛ, выбор сечений проводов питающих линий;
- 3) разработка и обоснование принципиальной электрической схемы подстанции;
- 4) расчёт токов короткого замыкания в объёме, необходимом для выбора и проверки электрооборудования;
- 5) выбор и проверка основного электрооборудования (выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, проходных и опорных изоляторов, нелинейных ограничителей перенапряжения, гибкой ошиновки РУ и жёстких шин).

# **1. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

## **1.1 Выбор числа трансформаторов**

В качестве элементов связи между распределительными устройствами различных напряжении применяются трансформаторы и автотрансформаторы.

При проектировании подстанции необходимо учитывать требование резервирования, исходя из следующих основных положений.

Потребители первой категории должны иметь питание от двух независимых источников электроэнергии; при этом может быть обеспечено резервирование питания и всех других потребителей. При питании потребителей первой категории от одной подстанции для обеспечения надежности питания необходимо иметь минимум по одному трансформатору на каждой секции шин; при этом мощность трансформаторов должна быть выбрана так, чтобы при выходе из строя одного из них второй (с учетом допустимой перегрузки) обеспечивал питание всех потребителей первой категории. При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшейся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установочную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140% на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток). В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них. От данной узловой ПС питаются потребители I и II категории, в процентном отношении составляют на стороне ВН – 100%, СН – 80%, НН - 70% то по условиям надежности необходима установка 2 трансформаторов.

## 1.2 Выбор мощности трансформаторов

Мощность трансформаторов выбирается по условиям:  
при установке 2 трансформаторов

$$S_T \geq S_{p. \text{ ном}}$$

$$S_{\text{ном}} = S_{\text{max}} / (n_T - 1) k_3^{\text{аб}} = (S_{\text{max}} / 1,4), (1.1)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$S_{\text{max}}$  – максимальная нагрузка потребителей, МВА;

$$S_{\text{max}} = S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}, (1.2)$$

где  $S_{\text{сн}}$  – полная нагрузка на среднем напряжении, МВА;

$S_{\text{нн}}$  – полная нагрузка на низком напряжении, МВА;

Рассчитаем мощность, проходящую через трансформаторы по формуле:

$$S_{\text{max}} = 56 + 34 = 90 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{max}}}{1,4} = \frac{90}{1,4} = 64 \text{ МВА}$$

Исходя из полученной номинальной мощности выбираем 2 трансформатора марки ТДТН 63000/220 (1, стр. 156).

Номинальные данные трансформатора представлены в таблице 1.1

Таблица 1.1

Тип Трансформ атора	Номинальное напряжение, кВ			Потери, кВт			
	ВН	СН	НН	$P_x$	$P_k$		
					ВН- СН	ВН- НН	СН- НН
63000/220	230	38,5	11	345	11	28,8	12,5

### 1.3 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов

1. коэффициент загрузки автотрансформаторов в нормальном режиме работы должен удовлетворять следующему условию:

$$k_3 = (0,5 - 0,75)$$

$$k_3 = S_{\max} / n_T S_{\text{тр}}, \quad (1.3)$$

где  $S_{\text{тр}}$  – мощность трансформатора, МВА;

$$k_3 = \frac{90}{2 * 63} = 0,71$$

2. коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме работы должен удовлетворять следующему условию:

$$k_3 = (1,4 \dots 1,5)$$

$$k_3 = S_{\max} / (2 - 1) S_{\text{тр}}, \quad (1.4)$$

$$k_3 = \frac{90}{63} = 1,42$$

Из проверочного расчета видно, что коэффициент загрузки в нормальном и аварийном режимах соответствует установленным нормам.

## **2. ВЫБОР ЧИСЛА ПИТАЮЩИХ ВЛ, ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ПИТАЮЩИХ ВЛ**

### **2.1 Выбор числа питающих ВЛ**

Ответвительные и проходные подстанции объединяют понятием промежуточные, которое определяет размещение подстанции между двумя центрами питания или узловыми подстанциями. Проходные и узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности между узлами сети, называют транзитными.

Так как через подстанцию осуществляется транзит мощности и среди потребителей есть потребители первой категории, то необходим резерв по линиям, питающим подстанцию, откуда понятно, что количество питающих ВЛ должно быть не меньше двух.

Число питающих линий требуется определять по пропускной способности ЛЭП для линий напряжением 220 кВ с сечением 240-500 мм<sup>2</sup>, пропускная способность которых составляет от 100 до 200 МВт.

Основные требования, предъявляемые к электрическим сетям – это надежность работы и высокое качество поставляемой электрической энергии. Поэтому при выборе числа питающих линий в первую очередь учитываются эти два требования.

$$S_{\Sigma}=S_{\text{пс}}+S_{\text{тран}}, (2.1)$$

где  $S_{\Sigma}$  – общая мощность, МВА;

$S_{\text{пс}}$  – мощность ПС, МВА;

$S_{\text{тран}}$  – мощность транзита через ПС, МВА;

$$S_{\text{пс}}=S_{\text{сн}}+S_{\text{нн}} (2.2)$$

Суммарная мощность подходящая к подстанции равна:

$$S_{\Sigma} = 34 + 56 + 220 = 310 \text{ МВА}$$

Находим активную мощность приходящую на подстанцию, с учётом того что  $\cos \varphi = 0,9$

$$P_{\Sigma} = S_{\Sigma} * \cos \varphi = 310 * 0,9 = 279 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{лэп}} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{\text{проп.}}} = \frac{279}{100} = 2,79$$

Принимаем число питающих линий равное  $N_{\text{лэп}} = 3$ .

Для выполнения надежности электроснабжения потребителей I категории должны быть обеспечены 100% резервом по сети. Для потребителей II категории допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой.

Требования к надежности питающих и распределительных сетей энергосистем, а так же распределительных промышленных, городских и сельских сетей регламентированы в нормативных документах (ПУЭ).

Так как от узловой подстанции получают питание потребители I и II категории, то в соответствии с требованиями надежности регламентированных, нормативными документами число питающих линии должно быть не менее 2.

Поэтому в соответствии с требованиями надежности и пропускной способности воздушных линий выбираем питание от двух линий.

## 2.2 Выбор сечений проводов питающих ВЛ

Критерием для выбора сечения проводников воздушных и кабельных линий является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям.

В качестве такого показателя при проектировании как кабельных линий, так и воздушных линий (ВЛ) 35–500 кВ в течение многих лет использовалась экономическая плотность тока.

Более правильно нормировать не экономическую плотность тока, а экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений. При этом в зависимости от принципов, закладываемых при унификации опор, зона одних марок проводов расширяется, других – сокращается. Экономические токовые интервалы разрабатываются одновременно с конструкторскими работами по оптимальной унификации линий в увязке с конкретными задачами электросетевого строительства и суммарным расходом проводникового материала.

Сечение проводников, выбранное по нормированным значениям экономических токовых интервалов, далее проверяется на соответствие другим условиям (короне на линии, уровню радиопомех, допустимой длительной токовой нагрузке по нагреву, потерям и отклонениям напряжения, термической стойкости при токах КЗ).

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются:

для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности;

для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети.

Значение  $I_p$  определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}; \quad (2.5)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$I_{\max}$  – максимальный ток в линии, А;

$$\alpha_i = 1,05$$

$$\alpha_T = 1,3$$

Определим наибольшие токи, протекающие по линии, для этого определим потоки мощности в линиях.

$$I_{\max} = S_{\Sigma} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n, \quad (2.6)$$

где  $I_{\text{нб}}$  – наибольший ток в линии, А;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, В;

$n$  – число цепей;

$$I_{\max} = \frac{310}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 3} = 271,2 \text{ А}$$

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max} = 1,05 \cdot 1,3 \cdot 271,2 = 370,2 \text{ А}$$

По экономическим токовым интервалам выбираем проводник АС 240/32. (Таблица 43.4 [5]) ( $U_{\text{ном}}=220$  кВ; район по гололеду II; материал опоры – железобетон)

### 2.3 Проверка по условиям длительно допустимого нагрева

Допустимая температура – это такая наибольшая температура, при которой провод или кабель сохраняет свои электрические и механические свойства. Провода перегорают обычно в местах соединения, в которых выделяется больше тепла при протекании тока. Для обеспечения нормальных

условий работы линии под нагрузкой, в частности для обеспечения надежной работы соединительных контактов и изоляции проводов, при нагреве проводов током нагрузки температура не должна превышать допустимых значений.

Допустимые температуры нагрева установлены в зависимости от марки провода и кабелей и материала изоляции. Так, для неизолированных проводов ВЛ и неизолированных проводов, прокладываемых внутри зданий, установлена допустимая температура не выше 70°C. Для ВЛ эта температура обусловлена свойствами соединительных контактов, нагрев которых выше этой температуры приводит к интенсивной коррозии и возрастанию их переходных сопротивлений. Кроме того, нагрев контакта до более высокой температуры вызывает его ослабление при последующем охлаждении, что приводит к дополнительному увеличению его сопротивления и дальнейшему перегреву, грозя, в конце концов, нарушить работу линии. Данными эксплуатационных наблюдений установлено, что указанная предельная температура провода гарантирует нормальную работу соединительных контактов.

Для обеспечения нормальных условий работы линии допустимый ток должен удовлетворять следующим условиям:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{нб}}, \quad (2.5)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – длительно допустимый ток, А;

$I_{\text{нб}}$  – наибольший из токов линии в послеаварийном режиме, А;

Определим наибольшие токи, протекающие по линии, для этого определим потоки мощности в линиях.

$$I_{\text{нб}} = S_{\Sigma} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} (n-1)) \quad (2.6)$$

где  $I_{нб}$  – наибольший ток в линии, А;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение, кВ;

$n$  – число цепей;  $n=1$

$$I_{нб} = \frac{310}{\sqrt{3 * 220 * 2}} = 406,8 \text{ А}$$

$$I_{эв} = \alpha_i * \alpha_T * I_{нб} = 1,05 * 1,3 * 406,8 = 555,2 \text{ А}$$

Для выбранного провода марки АС–240/32 ,  $I_{доп} = 605 \text{ А}$ , значит условие ( $I_{доп} \geq I_{нб}$ ) выполняется

Принимаем провод марки АС–240/32

### **3. РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ**

Электрическая часть каждой электростанции и подстанции характеризуется, прежде всего, схемой электрических соединений, на которой условными обозначениями нанесены все агрегаты и аппараты электрической части станции или подстанции и соединения между ними.

Схемы электрических соединений разделяются на две основные группы: главные схемы, или схемы первичных цепей, и схемы вторичных цепей.

Первичными являются цепи, по которым электроэнергия передается от генераторов к электроприемникам, т.е. по которым проходят рабочие токи нагрузки. В этих цепях показывают коммутационные аппараты, аппараты для ограничения токов короткого замыкания, измерительные трансформаторы тока и напряжения, аппараты для защиты установок от перенапряжения и т.п.

Вторичными являются цепи, предназначенные для контроля, защиты и управления основного оборудования и первичных цепей. К вторичному оборудованию относятся измерительные приборы, релейная защита, автоматика, приборы и аппараты управления, сигнализации, блокировки и др.

Схемы электрических соединений можно изображать в однолинейном и трехлинейном исполнении.

В однолинейных схемах условно показывают соединения только для одной фазы, что упрощает схему. Эти схемы дают общее представление об электроустановке и позволяют ориентировочно определить количество установленного основного оборудования, так как все три фазы обычно имеют одинаковые соединения и в них включаются одни и те же аппараты. Трехлинейные схемы составляют для всех трех фаз.

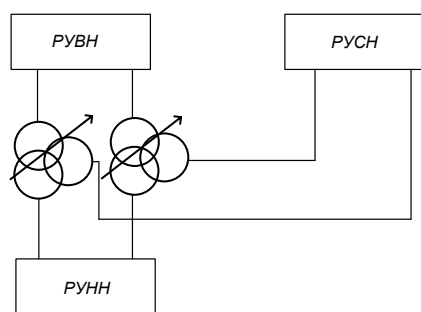
Главные схемы станций выполняют, как правило, в однолинейном изображении, а трехлинейные схемы разрабатываются для отдельных элементов станции, например для цепи генератора, трансформатора, отходящей линии и т.д. В трехлинейных схемах изображают также и вторичные цепи со вспомогательной аппаратурой.

Однолинейные схемы электрических соединений получили наибольшее распространение. Они используются при исследовании нормальных и аварийных режимов в процессе проектирования и эксплуатации станций, при разработке противоаварийных мероприятий, конструкций распределительных устройств и т.д.

В однолинейном изображении составляют и оперативные схемы электрических соединений, которыми пользуются в условиях эксплуатации станции.

В главных схемах все коммутационные аппараты показываются в отключенном положении. На оперативных схемах состояние элементов должно строго соответствовать режиму работы станции (подстанции) на данный момент времени. При изображении схем электрических соединений пользуются условными графическими обозначениями, которые установлены ЕСКД и действующими государственными стандартами (ГОСТ).

Так как проектируемая узловая подстанция выполнена на 3 уровня напряжения 220/35/10. Структурная схема проектируемой узловой подстанции будет выглядеть следующим образом:



Структурная схема

Схемы промышленного электроснабжения выбираются из соображений надежности, экономичности и безопасности, а так же с расчётом на расширение. Надежность схемы определяется в зависимости от категории приемников электроэнергии. При этом, если в числе приемников электроэнергии предприятия или цеха имеется хотя бы один приемник 1-й категории, количество источников питания должно быть не менее двух, а схема электроснабжения должна обеспечивать надежное его питание. Источники питания при этом должны быть независимыми. Они считаются независимыми в том случае, если нарушение режима или повреждение одного из них не влечет за собой нарушение режима работы или прекращение работы другого. Независимыми источниками питания могут быть в системе промышленного электроснабжения собственные электростанции промпредприятия или генераторы, работающие на разные секции шин и имеющие независимые первичные двигатели; станции, линии, секции, трансформаторы разных подстанций энергосистем. Независимыми могут считаться секции шин, питающиеся от генераторов (при условии, что их не менее двух на каждую секцию, причем секции не должны быть электрически связаны) между собой или иметь связь автоматически их разъединяющую.

Из комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить основные требования к схемам: надежность электроснабжения потребителей; приспособленность к

проведению ремонтных работ; оперативная гибкость электрической схемы; экономическая целесообразность.

Исходя из выше указанных основных требований к схемам соединений, для проектируемой узловой подстанции выберем следующие схемы соединений:

1. РУВН с уровнем напряжения 220 кВ используем одну секционированную систему сборных шин с обходной системой шин.

2. РУСН с уровнем напряжения 35 кВ используем схему с одной секционированной системой шин.

3. РУНН с уровнем напряжения 10 кВ используем схему с одной секционированной системой шин.

Обоснование выбранных принципиальных электрических схем подстанции

Для РУВН с уровнем напряжения 220 кВ используем схему с одной секционированной системой шин с секционным выключателем. Эту схему можно применять при парных линиях. Число присоединений определяется экономической целесообразностью установки секционных выключателей. Важным требованием к схемам на стороне высшего напряжения является создание условий для ремонта выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает схема с одной секционированной системой шин. [4, стр.172]

Для РУСН с уровнем напряжения 35 кВ используем одну секционированную систему шин с секционным выключателем, т.к. данная система обеспечивает надежность работы, при небольшом числе присоединений, из-за малого числа коммутационных аппаратов, что делает ее достаточно экономичной.

РУНН с уровнем напряжения 10 кВ выполняем с одной секционированной системой шин с секционным выключателем. Схема проста и наглядна. Источники питания и линии 6 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь

необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. При необходимости отключения линии достаточно отключить выключатель. Если выключатель выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: с начала линейный, а затем шинный. Таким образом, операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в целях обеспечения безопасного производства работ. Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями аварийность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала мала, что относится к достоинствам рассматриваемой схемы. Так же схема позволяет использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки.

## **4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ**

### **4.1 Основные определения и общая характеристика процесса**

Коротким замыканием (КЗ) называется не предусмотренное нормальной эксплуатацией соединение разноименных фаз между собой или соединение фаз с землей.

Причины КЗ: механические повреждения изоляции (проколы и разрушение кабелей при земляных работах, поломка изоляторов и т.д.); старение, то есть износ изоляции, приводящий постепенно к резкому ухудшению электрических свойств изоляции; увлажнение изоляции; различные набросы на провода воздушных линий; перекрытие фаз животными и птицами; перекрытие между фазами вследствие атмосферных перенапряжений; ошибочные действия персонала (например, при отключении нагруженной линии разъединителем, возникшая при этом дуга перекроет изоляцию между фазами).

Некоторые короткие замыкания являются устойчивыми и не исчезают после снятия напряжения с установки (например, КЗ вследствие механических повреждений и старения изоляции), другие являются неустойчивыми, то есть исчезают после снятия напряжения (например, перекрытие гирлянды изоляторов воздушной линии вследствие атмосферного перенапряжения прекращается, как только будет снято напряжение с линии).

В системе трехфазного переменного тока могут быть замыкания между тремя фазами – трехфазные КЗ, между двумя фазами – двухфазные КЗ, однофазные замыкания на землю.

На практике чаще всего встречаются однофазные КЗ (от 60% до 92%) и значительно реже – трехфазные (от 1% до 7 %). Как правило, трехфазное КЗ вызывает прохождение в поврежденной цепи наибольшего тока, поэтому для выбора аппаратуры обычно производится определение тока при трехфазном КЗ.

Последствиями КЗ являются резкое увеличение тока в короткозамкнутой цепи и снижение напряжения в отдельных точках системы. Увеличение тока приводит к значительным механическим воздействиям на токоведущие части и изоляторы, на обмотки электрических машин. Прохождение больших токов вызывает повышенный нагрев токоведущих частей в изоляции, что может привести к дальнейшему развитию аварии. Снижение напряжения приводит к нарушению нормальной работы механизмов собственных нужд. При напряжении ниже 70% от номинального напряжения двигатели затормаживаются, работа механизмов прекращается. Еще большее влияние снижение напряжения оказывает на работу электрической системы, где могут быть нарушены условия синхронной работы отдельных генераторов или станций между собой. Значения токов КЗ зависят от мощности источника, напряжения и сопротивления короткозамкнутой цепи. На крупных ТЭС токи КЗ достигают нескольких десятков и даже сотен тысяч ампер.

Все электрические аппараты и токоведущие части электрических станций и подстанций должны быть выбраны таким образом, чтобы исключалось их разрушение при прохождении по ним наибольших возможных токов КЗ, в связи с чем возникает необходимость расчета этих величин.

#### **4.2 Назначение и порядок выполнения расчетов**

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

1. фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;
2. не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
3. пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
4. не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
5. считают, что трехфазная система является симметричной;
6. влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
7. при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение  $x / r$  более трех.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым).

Для выбора этого оборудования расчетным током является трехфазный ток короткого замыкания.

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняется в следующем порядке:

1. для рассматриваемой энергосистемы составляется расчетная схема, намечаются расчетные точки короткого замыкания;

2. по расчетной схеме составляется электрическая схема замещения, все сопротивления на ней нумеруются;

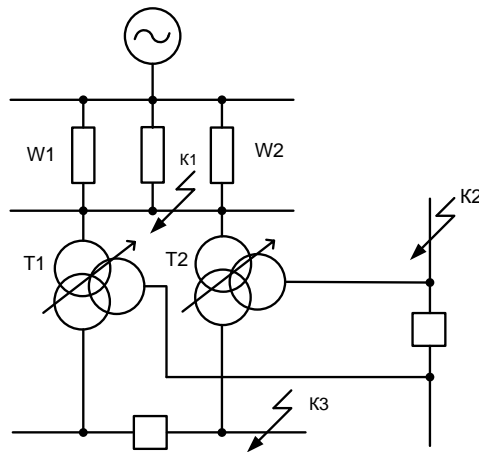
3. определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения;

4. путем постепенного преобразования приводят схему замещения к наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующиеся определенным значением результирующей ЭДС  $E_{рез}$ , были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением  $X_{рез}$ ;

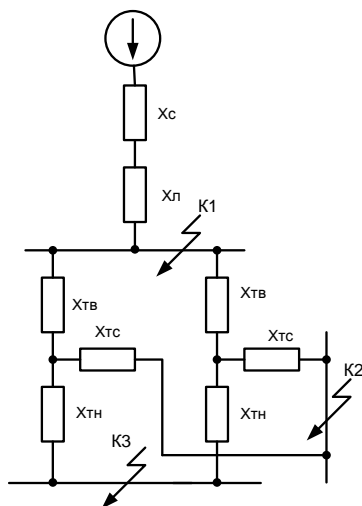
5. зная результирующую ЭДС источника и результирующее сопротивление, по закону Ома определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ, затем ударный ток и при необходимости периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени  $t$ .

#### **4.3 Расчет токов трехфазного короткого замыкания**

1. Составляем расчетную схему ПС, намечая расчетные точки короткого замыкания.



2. По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения.



3. Определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения.

Расчет ведется в относительных единицах.

Зададимся базисными условиями:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_{61} = 230 \text{ кВ};$$

$$U_{62} = 37,5 \text{ кВ};$$

$$U_{61} = 11 \text{ кВ};$$

Сопротивление системы:

$$x_{с*б} = \frac{S_б}{S_{кз}} = \frac{1000}{3966} = 0,25 \text{ о. е.} \quad (4.1)$$

где  $S_{к.з.}$  – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВА;

Сопротивление питающих линий [4, стр.104]

$$x_{л*б}^{\max} = (x_0 \cdot l \cdot S_б) / U_б^2(n-1)$$

$$x_{л*б}^{\max} = (0,405 \cdot 106 \cdot 1000) / 230^2 \cdot (3-1) = 0,406 \text{ о.е.}, \quad (4.2)$$

что соответствует послеаварийному режиму работы линии.

где  $x_0$  – удельное реактивное сопротивление провода, Ом;

$l$  – длина провода, км;

$$x_{л*б}^{\min} = x_{л}^{\max} / 3 = 0,406 / 3 = 0,135 \text{ о.е.},$$

что соответствует нормальному режиму работы линии.

Сопротивление трансформаторов:

$$x_T = (U_K \cdot S_б) / (100 \cdot S_{ном}); \quad (4.3)$$

где  $U_K$  – напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора, %;

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

Рассчитаем напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$U_K^B = 0,5(U_{B-C} + U_{B-H} - U_{C-H}) = 0,5(11 + 28,8 - 12,5) = 27,3\%; \quad (4.4)$$

где  $U_{B-C}$ ;  $U_{B-H}$ ;  $U_{C-H}$  – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора, %;

$$U_K^C = 0,5(U_{B-C} + U_{C-H} - U_{B-H}) = 0,5(11 + 12,6 - 28,8) = -5,2\%; \rightarrow 0\%$$

$$U_K^H = 0,5(U_{B-H} + U_{C-H} - U_{B-C}) = 0,5(28,8 + 12,6 - 11) = 30,4\%;$$

$$x_{T*6}^B = (U_K^B \cdot S_6) / (100S_{НОМ}) = (27,3 \cdot 1000) / (100 \cdot 63) = 4,3 \text{ о.е.}; (4.5)$$

$$x_{T*6}^C = (U_K^C \cdot S_6) / (100S_{НОМ}) = 0 \text{ о.е.};$$

$$x_{T*6}^H = (U_K^H \cdot S_6) / (100S_{НОМ}) = (30,4 \cdot 1000) / (100 \cdot 63) = 4,83 \text{ о.е.};$$

4. Определим результирующее сопротивление в точках короткого замыкания:

K1

$$x_{рез*6}^{max} = x_{с*6} + x_{л*6}^{max} = 0,25 + 0,406 = 0,656 \text{ о.е.};$$

$$x_{рез*6}^{min} = x_{с*6} + x_{л*6}^{min} = 0,25 + 0,135 = 0,385 \text{ о.е.};$$

K2

$$x_{рез*6}^{max} = x_{с*6} + x_{л*6}^{max} + x_{T*6}^B + x_{T*6}^C = 0,25 + 0,406 + 4,3 + 0 = 4,96 \text{ о.е.};$$

$$x_{рез*6}^{min} = x_{с*6} + x_{л*6}^{min} + (x_{T*6}^B + x_{T*6}^C) / 2 = 0,25 + 0,135 + (4,3 + 0) / 2 = 2,54 \text{ о.е.};$$

K3

$$x_{рез*6}^{max} = x_{с*6} + x_{л*6}^{max} + x_{T*6}^B + x_{T*6}^H = 0,25 + 0,406 + 4,3 + 4,83 = 9,79 \text{ о.е.};$$

$$x_{рез*6}^{min} = x_{с*6} + x_{л*6}^{min} + x_{T*6}^B + x_{T*6}^H = 0,25 + 0,135 + 4,3 + 4,83 = 9,52 \text{ о.е.};$$

5. Определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ, затем ударный ток и при необходимости периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени  $t$ .

Рассчитываем базисные токи:

$$I_6 = S_6 / \sqrt{3} U_6; (4.6)$$

$$I_{61} = 2,51 \text{ кА};$$

$$I_{62} = 15,4 \text{ кА};$$

$$I_{63} = 52,49 \text{ кА};$$

Определяем ток трехфазного короткого замыкания для всех расчетных точек короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{п0}^{(3)} = (E_{с} \cdot I_6) / x_{рез*6}; (4.7)$$

где  $E_{*c}$  – ЭДС системы, о.е.;

$$E_{*c} = 1;$$

$$I_{п0 K1}^{(3)max} = (E_{*c} \cdot I_{б1}) / x_{рез*б}^{min} = (1 \cdot 2,51) / 0,385 = 6,52 \text{ кА};$$

$$I_{п0 K1}^{(3)min} = (E_{*c} \cdot I_{б1}) / x_{рез*б}^{max} = (1 \cdot 0,503) / 0,656 = 3,83 \text{ кА};$$

$$I_{п0 K2}^{(3)max} = (E_{*c} \cdot I_{б2}) / x_{рез*б}^{min} = (1 \cdot 15,4) / 2,54 = 6,06 \text{ кА};$$

$$I_{п0 K2}^{(3)min} = (E_{*c} \cdot I_{б2}) / x_{рез*б}^{max} = (1 \cdot 15,4) / 4,96 = 3,10 \text{ кА};$$

$$I_{п0 K3}^{(3)max} = (E_{*c} \cdot I_{б3}) / x_{рез*б}^{min} = (1 \cdot 52,49) / 9,52 = 5,51 \text{ кА};$$

$$I_{п0 K3}^{(3)min} = (E_{*c} \cdot I_{б3}) / x_{рез*б}^{max} = (1 \cdot 52,49) / 9,79 = 5,36 \text{ кА};$$

Выбор и проверка оборудования на термическую и динамическую стойкость к токам короткого замыкания проводятся по max значениям токов короткого замыкания. Минимальные значения используются проверке чувствительности РЗА.

6. Проведем расчет результирующих активных сопротивлений:

Сопротивление системы:

$$R_{c*б} = 0;$$

Сопротивление линии:

$$r_{л*б} = (r_0 \cdot l \cdot S_б) / U_б^2 = (0,09747 \cdot 106 \cdot 1000) / 230^2 = 0,195 \text{ о.е.}, (4.8)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление провода, Ом; [9, стр.578]

$l$  – длина провода, км;

Определяем общее активное сопротивление трансформатора:

$$r_{т*б} = (\Delta P_{кз} \cdot U_б^2 \cdot S_б) / (S_{ном}^2 \cdot U_{ном}^2) (4.9)$$

$$r_{т*б} = (0,13 \cdot 230^2 \cdot 1000) / (63^2 \cdot 230^2) = 0,033 \text{ о.е.};$$

Определяем сопротивление обмоток трансформатора:

$$r_{т*б}^B = r_{т*б} / 2; r_{т*б}^C = r_{т*б} / 2; r_{т*б}^H = r_{т*б} / 2. (4.10)$$

$$r_{T*6}^B = 0,033/2 = 0,0165 \text{ о.е.};$$

$$r_{T*6}^C = 0,033/2 = 0,0165 \text{ о.е.};$$

$$r_{T*6}^H = 0,033/2 = 0,0165 \text{ о.е.};$$

Определяем результирующие сопротивления:

K1

$$r_{рез*6}^{max} = r_{с*6} + r_{л*6}^{max} = 0 + 0,195 = 0,195 \text{ о.е.}$$

$$r_{рез*6}^{min} = r_{с*6} + r_{л*6}^{min} = 0 + 0,195/2 = 0,0975 \text{ о.е.}$$

K2

$$r_{рез*6}^{max} = r_{с*6} + r_{л*6}^{max} + (r_{T*6}^B + r_{T*6}^C) / 2 = 0,195 + 0,0165 = 0,212 \text{ о.е.};$$

$$r_{рез*6}^{min} = r_{с*6} + r_{л*6}^{min} + (r_{T*6}^B + r_{T*6}^C) / 2 = 0,0975 + 0,0165 = 0,114 \text{ о.е.};$$

K3

$$r_{рез*6}^{max} = r_{с*6} + r_{л*6}^{max} + r_{T*6}^B + r_{T*6}^H = 0,195 + 0,0165 + 0,0165 = 0,228 \text{ о.е.};$$

$$r_{рез*6}^{min} = r_{с*6} + r_{л*6}^{min} + r_{T*6}^B + r_{T*6}^H = 0,0975 + 0,0165 + 0,0165 = 0,131 \text{ о.е.}$$

7. Определяем эквивалентные постоянные времени для каждой точки

K3:

$$T_a = x_{рез*6} / (\omega * r_{рез*6}), (4.11)$$

где  $\omega = 2\pi f$ .

$$T_a^{max}_{BH} = 0,656 / (314 \cdot 0,195) = 0,011; T_a^{min}_{BH} = 0,385 / (314 \cdot 0,0975) = 0,013;$$

$$T_a^{max}_{CH} = 4,96 / (314 \cdot 0,212) = 0,075; T_a^{min}_{CH} = 2,54 / (314 \cdot 0,114) = 0,071;$$

$$T_a^{max}_{HH} = 9,79 / (314 \cdot 0,228) = 0,137; T_a^{min}_{HH} = 9,52 / (314 \cdot 0,131) = 0,231.$$

8. Определяем ударные коэффициенты:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} (4.12)$$

$$K_{уд}^{max}_{BH} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,011}} = 1 + 0,57 = 1,57; K_{уд}^{min}_{BH} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,013}} = 1 + 0,57 = 1,57;$$

$$K_{уд}^{max}_{сн} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,075}} = 1 + 0,88 = 1,88; K_{уд}^{min}_{сн} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,071}} = 1 + 0,84 = 1,84;$$

$$K_{уд}^{max}_{нн} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,137}} = 1 + 0,87 = 1,87; K_{уд}^{min}_{нн} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,231}} = 1 + 0,89 = 1,89.$$

9. Определяем ударные токи:

$$i_{уд}^{max} = \sqrt{2} \cdot I^{(3)max}_{п0} \cdot K_{уд}^{max}_{вн} \quad (4.13)$$

$$i_{уд}^{max}_{вн} = \sqrt{2} \cdot 6,52 \cdot 1,403 = 12,94 \text{ кА};$$

$$i_{уд}^{max}_{сн} = \sqrt{2} \cdot 6,06 \cdot 1,875 = 16,07 \text{ кА}; i_{уд}^{max}_{нн} = \sqrt{2} \cdot 6,15 \cdot 1,87 = 15,03 \text{ кА}.$$

## 5. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

На электрических станциях и подстанциях применяют электрические аппараты и токоведущие части (проводники) различного типа. Различают аппараты и токоведущие части первичных и вторичных цепей.

Электрические аппараты первичных цепей различного напряжения можно условно разделить на четыре группы:

- 1) коммутационные аппараты (выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, отделители, короткозамыкатели);
- 2) защитные аппараты (предохранители, ограничители ударного тока, разрядники и ограничители перенапряжений);
- 3) токоограничивающие аппараты (токоограничивающие реакторы и резисторы, дугогасящие реакторы и др.);
- 4) измерительные аппараты (трансформаторы тока и напряжения, емкостные делители напряжения и т.п.).

Токоведущие части первичных цепей:

– гибкие проводники и гибкие токопроводы;

- шинные линии, закрытые шинные токопроводы с воздушной или газовой изоляцией;
- силовые кабели (с бумажной пропитанной изоляцией, газонаполненные или маслonaполненные).

## 5.1 Коммутационные аппараты

Выключатель – электрический аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатели являются одним из наиболее ответственных аппаратов в электрических установках. Они должны обеспечивать четкую работу в любых режимах, так как отказ выключателя может привести к развитию

аварии. Выключатель должен за минимальное время отключить цепь при коротком замыкании, он должен обладать достаточной отключающей способностью, т.е. надежно разрывать ток КЗ. Выключатель должен допускать возможно большее число отключений без ревизий и ремонтов.

Максимальный ток на питающих ВЛ:

$$I_{\max} = I_{\text{ав}} = 555,3 \text{ А (взято значение из пункта 2.3)}$$

Максимальный ток на секционном выключателе РУВН:

$$I_{\max} = 0,5 \cdot (S_{\text{нн}} + S_{\text{транз}} + S_{\text{сн}}) / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}) = (0,5 \cdot 310) / (\sqrt{3} \cdot 220) = 0,136 \text{ кА};$$

Номинальный и максимальный ток в цепи трансформатора на РУВН:

$$I_{\text{ном}} = (S_{\text{нн}} + S_{\text{сн}}) / (\sqrt{3} U_{\text{ном ВН}} \cdot n_{\text{тр}}) = 90 / (\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2) = 0,118 \text{ кА};$$

$$I_{\max} = (1,5 \cdot S_{\text{ном тр}}) / (\sqrt{3} U_{\text{ном ВН}}) = (1,5 \cdot 63) / (\sqrt{3} \cdot 220) = 0,248 \text{ кА};$$

Максимальный ток в цепи секционного выключателя на РУСН:

$$I_{\max} = 0,5 \cdot S_{\text{сн}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}) = 0,5 \cdot 56 / (\sqrt{3} \cdot 35) = 0,462 \text{ кА};$$

Номинальный ток на РУСН в цепи отходящих линий:

$$I_{\text{ном}} = (1,5 \cdot S_{\text{сн}}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} n) = (56 \cdot 1,5) / (\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 5) = 0,277 \text{ кА};$$

Максимальный ток на РУСН в цепи отходящих линий:

$$I_{\max} = (1,5 \cdot S_{\text{сн}}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} (n-1)) = (56 \cdot 1,5) / (\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 4) = 0,346 \text{ кА};$$

$$I_{\text{мах.тран}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,924 \text{ кА}$$

Максимальный ток в цепи секционного выключателя на РУНН:

$$I_{\max} = 0,5 \cdot S_{\text{нн}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) = 0,5 \cdot 34 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 0,981 \text{ кА};$$

Номинальный ток на РУНН в цепи отходящих линий:

$$I_{\text{ном}} = (1,5 \cdot S_{\text{нн}}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} n) = (34 \cdot 1,5) / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10) = 0,295 \text{ кА};$$

где 1,5 – коэффициент учитывающий неравномерность нагрузки фидеров, n – число фидеров.

Максимальный ток на РУНН в цепи отходящих линий:

$$I_{\max} = (1,5 \cdot S_{\text{нн}}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n-1)) = (34 \cdot 1,5) / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 9) = 0,327 \text{ кА};$$

$$I_{\text{мах.тран}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,963 \text{ кА}$$

### Выбор выключателей

Принимаем для выбора в РУВН элегазовый выключатель ВГУ–220–45/3150У1 [3, табл.1.19], выключатели выбираются одинаковые, но проверка выполняется для наиболее нагруженного.

а) Проверка по напряжению места установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; (5.1)$$

$$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ};$$

б) проверка по длительному току.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; (5.2)$$

$$I_{\max} = 406,8 \text{ А};$$

$$406,8 \text{ A} < 3150 \text{ A};$$

в) проверка на электродинамическую стойкость

$$I_{п0} \leq i_{\text{дин}}, (5.3)$$

$$6,52 \text{ кА} \leq 150 \text{ кА}$$

$$i_y < i_{\text{дин}} (5.4)$$

$$12,94 \text{ кА} < 150 \text{ кА};$$

г) проверка на отключающую способность:

– по отключению периодической составляющей

$$I_{пт} < I_{\text{откл.ном}}, (5.5)$$

Определим периодическую составляющую тока короткого замыкания для заданного момента  $\tau$ .

В данном случае энергосистема связана с точкой короткого замыкания непосредственно, то есть независимо от генераторов, то действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от системы при трехфазном коротком замыкании для любого момента времени можно считать равным:

$$I_{п0}^{(3)} = I_{пт}^{(3)} = \text{const.} (5.6)$$

– по отключению аperiodической составляющей

$$i_{ат} < i_{\text{аном}}, (5.7)$$

Расчет аperiodической составляющей тока короткого замыкания для заданного момента  $\tau$ .

$$i_{ат} = \sqrt{2} \times I_{п0}^{(3)} e^{-\tau/T_a}, (5.8)$$

$$\tau = 0,01 + t_{с.в. \text{ откл.}};$$

где  $t_{с.в. \text{ откл.}}$  – собственное время отключения выключателя, сек [3, табл.1.19],

$$t_{с.в. \text{ откл.}} = 0,027 \text{ сек.}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 6,52 \cdot e^{-0,037/0,021} = 1,586 \text{ кА};$$

$$i_{а \text{ ном}} = (\beta\% / 100) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{откл. \text{ ном}},$$

где  $\beta$  – предельное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения выключателя. [3, табл.1.19],

$$i_{аном} = (45/100) \cdot \sqrt{2} \cdot 45 = 28,55 \text{ кА}, (5.9)$$

$$1,586 \text{ кА} < 28,55 \text{ кА};$$

д) проверка на термическую стойкость:

$$B_k \leq B_{кном}; (5.10)$$

$$B_{кном} = I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} (5.11)$$

$t_{откл}$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов,

$t_{п.о.в.}$  – время полного отключения выключателя, сек.

где  $t_{р.з.}$  – время срабатывания релейной защиты, для ступени высокого напряжения принимаем 1,5 сек,

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{п.о.в.} = 1,5 + 0,05 = 1,55 \text{ сек};$$

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 6,52^2 (1,55 + 0,021) = 66,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. (5.12)$$

$$66,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Окончательно выбираем элегазовый выключатель ВГУ– 220–45/3150 У1.  
[3,стр.47]. Все расчетные данные сведены в табл. 5.1

Таблица 5.1. Выбор выключателей на стороне ВН

Расчетные данные	Табличные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 220\text{кВ}$	$U_{ном} = 220\text{кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{мах\ л} = 406,8\text{ А}$ $I_{мах\ с. в} = 136\text{ А}$ $I_{мах\ т} = 248\text{ А}$	$I_{ном} = 3150\text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мах}$
$i_y = 12,94\text{ кА}$	$i_{дин} = 115\text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_y$
$i_{ат} = 1,586\text{ кА}$	$i_{а\ ном} = 28,55\text{ кА}$	$i_{а\ ном} \geq i_{ат}$
$I_{п0}^{(3)} = 6,52\text{ кА}$	$I_{ном. откл} = 45\text{ кА}$	$I_{ном. откл.} \geq I_{п0}^{(3)}$
$B_k = 66,78\text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$B_{к\ ном} = 7500\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к\ ном} \geq B_k$

Вывод: выключатель принимается к установке.

Расчет выключателей РУСН производится аналогично, принимаем выключатели ВГБ–35 как секционные и на отходящие линии.(первая строчка)  
А для ввода трансформатора ВМКЭ-35А-16/1000У1.(вторая строка)

Все расчетные данные сведены в табл. 5.2

Таблица 5.2 Выбор выключателей на стороне СН

Расчетные данные	Табличные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35\text{кВ}$	$U_n = 35\text{кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{мах.св} = 462\text{ А}$ $I_{мах.лин} = 346\text{ А}$	$I_{ном} = 630\text{ А}$	
$I_{мах.тр} = 824\text{ А}$	$I_{ном} = 1000\text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мах}$
	$i_{дин} = 35\text{ кА}$	
$i_y = 16,07\text{ кА}$	$i_{дин} = 17\text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_y$
	$i_{а.ном} = 30\text{ кА}$	
$i_{ат} = 1,474\text{ кА}$	$i_{а\ ном} = 26\text{ кА}$	$i_{а\ ном} \geq i_{ат}$
$I_{п0}^{(3)} = 6,06\text{ кА}$	$I_{ном. откл.} = 16\text{ кА}$ $I_{ном.откл} = 12,5\text{ кА}$	$I_{ном. откл.} \geq I_{п0}^{(3)}$
$B_k = 57,693\text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$B_{к\ ном} = 16^2 \cdot 3 = 768\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к\ ном} \geq B_k$

с.	$B_{к.ном}=12,5^2 \cdot 3=469 \text{ кА}^2$	
	с	

**Вывод:** выключатели принимаются к установке.

Выбор выключателей на РУНН.

В РУ–10 кВ предусматриваем к установке элегазовые выключатели типа: VF–10–31,5/630 на отходящие линии. В качестве секционных выключателей применяем VF-10-40/1250, для ввода тран-ра VF-10-40/2000.

Все расчетные данные сведены в табл.5.3

Таблица 5.3 Выбор выключателей на стороне НН

Расчетные данные	Табличные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{мах.тр} = 1963 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	
$I_{мах с. в} = 981 \text{ А}$ $I_{мах л} = 327 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мах}$
	$i_{дин} = 110 \text{ кА}$ $i_{дин} = 110 \text{ кА}$	
$i_y = 15,04 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_y$
	$i_{а.ном} = 43,5 \text{ кА}$ $i_{а ном} = 43,5 \text{ кА}$	
$i_{ат} = 1,34 \text{ кА}$	$i_{а ном} = 18,65 \text{ кА}$	$i_{а ном} \geq i_{ат}$
$I_{п0}^{(3)} = 5,51 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$ $I_{ном. откл} = 40 \text{ кА}$ $I_{ном. откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ном. откл.} \geq I_{п0}^{(3)}$
$B_k = 47,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$B_{к.ном} = 110^2 \cdot 3 = 36300 \text{ кА}^2$ с $B_{к ном} = 110^2 \cdot 3 = 36300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{к ном} = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к ном} \geq B_k$

Вывод: указанный выключатель выбирается для вводных и секционной ячейки. Остальные расчетные параметры остаются в прежних значениях. Вывод: для ячеек отходящих линий выбирается выключатель VF–10–31,5/630.

### **Выбор разъединителей**

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединители могут быть внутренней и наружной установок. Заземляющие ножи могут быть расположены со стороны шарнирного или разъёмного контакта или с обеих сторон. Заземляющие ножи имеют механическую блокировку, не позволяющую включать их при включенных главных ножах.

Включение и отключение разъединителей осуществляется электродвигательным приводом (ПДВ), позволяющим произвести эти операции дистанционно. Для управления заземляющими ножами используются ручные рычажные приводы (ПР, ПЧ).

Выбор разъединителей производится: по напряжению установки, по току (5.1, 5.2), по конструкции и роду установки. Их проверяют по электродинамической стойкости (5.4). При проверке на термическую стойкость тепловой импульс  $B_k$  определяется по выражению (5.8).

Принимаем одинаковые разъединители марки РНД-220/630 Т1 с приводами ПДН-220Т. Все расчетные данные сведены в табл. 5.4 [7, табл. 5.5].

Рассчитаем данные для главных ножей.

Таблица 5.4 Выбор разъединителей на стороне ВН

Расчетные данные	Табличные данные
$U_{уст} = 220\text{кВ}$	$U_n = 220\text{кВ}$
$I_{\max} = 136\text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630\text{ А}$
$i_y = 12,94\text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100\text{ кА}$
$B_k = 66,78\text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$B_{k\text{ ном}} = 40^2 \cdot 3 = 4800\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Аналогично ведется расчет разъединителей марки РВ-35/630 УЗ с приводами ПР-У1. Табл.5.5 [7,табл. 5.5 ],

Таблица 5.5 Выбор разъединителей на стороне СН

Расчетные данные	Табличные данные
$U_{уст} = 35\text{кВ}$	$U_n = 35\text{кВ}$
$I_{\max} = 462\text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630\text{ А}$
$i_y = 16,07\text{ к А}$	$i_{\text{дин}} = 21\text{ кА}$
$B_k = 57,693\text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$B_{k\text{ ном}} = 21^2 \cdot 3 = 1323\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## 5.2 Выбор и проверка измерительных трансформаторов

### Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле. (5 А, реже 1 или 2,5 А), а также для отделения цепей управления и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока, применяемые в РУ, выполняют одновременно роль проходного изолятора (ТПЛ, ТПОЛ). В комплектных РУ применяются опорно-проходные (стержневые) трансформаторы тока - ТЛМ, ТПЛК, ТНЛМ, шинные - ТШЛ. в РУ 35 кВ и выше - встроенные, в зависимости от типа РУ и его напряжения.

1) по напряжению  $U_{уст} \leq U_{\text{ном}}; (5.13)$

2) по току ( первичному и вторичному)  $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; (5.14)$

При этом следует иметь в виду, что номинальный вторичный ток 1А применяется для РУ 500 кВ и мощных РУ 330 кВ, в остальных случаях применяют вторичный ток 5 А. Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к расчетному току установки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей.

Выбранный трансформатор тока проверяют на динамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания. Кроме этого трансформаторы тока подбирают по классу точности, который должен соответствовать классу точности приборов, подключаемых ко вторичной цепи измерительного трансформатора тока (ИТТ) - Чтобы трансформатор тока обеспечил заданную точность измерений, мощность подключенных к нему приборов не должна быть выше номинальной вторичной нагрузки, указанной в паспорте трансформатора тока.

3) По вторичной нагрузке:  $z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}$  (5.15)

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $r_2 \approx z_{2 \text{ ном}}$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (5.16)$$

где  $r_{\text{приб}}$  — сопротивление приборов;

$r_{\text{пр}}$  — сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{к}}$  — переходное сопротивление контактов.

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{\text{ном}}^2, \quad (5.17)$$

где  $S_{\text{приб}}$  — мощность, потребляемая приборами.

Зная  $r_{\text{пр}}$ , определяется сечение соединительных проводов:

$$q = \rho \cdot l / r_{\text{пр}}, (5.18)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода ( $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  – провода с алюминиевыми жилами,  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  – провода с медными жилами); [4, стр. 374];

$l$  – расстояния от трансформаторов тока до приборов [4, стр. 375];

### Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Выберем трансформаторы тока для высоковольтных вводов, отходящих линий и обходных выключателей на РУВН.

Таблица 5.6 Вторичная нагрузка трансформатора тока для высоковольтных вводов, отходящих линий и обходных выключателей на РУВН.

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр*3	Э-335	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	Д-335	-	0,5	0,5
Варметр	Д-335	-	0,5	0,5
Счетчик энергии	ЕА05RL-P1-B-3	2	-	2
Итого	-	3,5	2,5	4,5

Принимаем ТТ марки ТВ–220/600/5-3 [9]:

$$r_{\text{приб}} = 4,5 / 5^2 = 0,18 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом (при количестве приборов } \geq 3);$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,18 - 0,1 = 0,92 \text{ Ом}$$

$$l = 150 \text{ м} - \text{РУ } 220 \text{ кВ} [4, \text{стр. } 375]$$

$$q = 0,0175 \cdot 150 / 0,92 = 2,8 \text{ мм}^2$$

По условиям прочности принимаем  $q = 4 \text{ мм}^2$  и уточняем вторичную нагрузку:

$$r_{i\partial} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0175 \cdot 150}{4} = 0,66 \text{ Ом};$$

$$r_2 = r_{i\partial\partial a} + r_{i\partial} + r_e = 0,18 + 0,66 + 0,1 = 0,94 \text{ Ом}.$$

Выбор трансформатора тока сводится в табл. 5.7:

Таблица 5.7 Выбор трансформатора тока на стороне ВН

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	220 кВ	220 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	406,8 А	600 А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	12,94 кА	25 кА
$B_k \leq B_{к ном}$	66,78 кА <sup>2</sup> · с	1875 кА <sup>2</sup> · с
$Z_2 \leq Z_2 ном$	0,94 Ом	1,2 Ом

Принимаем ТТ марки ТВ–220/600/5-3

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям динамической и термической устойчивости. Выберем трансформаторы тока для секционных выключателей и линий, отходящих на трансформатор.

Таблица 5.8 Вторичная нагрузка трансформатора тока для секционных выключателей и линий к трансформаторам от РУВН.

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	1,5	1,5	1,5
Итого	-	1,5	1,5	1,5

Принимаем трансформатор тока марки ТВ 220/600/5-3 [3]:

$$Z_{приб} = 1,5/5^2 = 0,06 \text{ Ом};$$

$$Z_k = 0,05 \text{ Ом (при количестве приборов } < 3);$$

$$r_{пр} = Z_2 ном - Z_{приб} - Z_k = 1,2 - 0,06 - 0,05 = 1,09 \text{ Ом},$$

$$l = 150 \text{ м} - \text{РУ 220 кВ [4, стр. 375]}$$

$$s = (0,0175 \cdot 150)/1,09 = 2,4 \text{ мм}^2;$$

По условиям механической прочности сечение должно быть не меньше 2,5 мм<sup>2</sup> для проводов с медными жилами. В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КРВГ с медными жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup>. Выполним проверку:

$$z_2 = z_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + z_{\text{к}} = 0,06 + (0,0175 \cdot 150)/2,5 + 0,05 = 1,16 \text{ Ом.}$$

Выбор трансформатора тока сводится в табл. 5.9:

Таблица 5.9 Выбор трансформатора тока для секционных выключателей и линий к трансформаторам от РУВН.

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	136 А	600 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	12,94 кА	25 кА
$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к ном}}$	66,78 кА <sup>2</sup> ·с	1875 кА <sup>2</sup> ·с
$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}$	1,16 Ом	2 Ом

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям динамической и термической устойчивости.

### Выбор трансформаторов тока на стороне СН

Принимаем ТТ марки ТОЛ–35Б-1-1500 [9]

Таблица 5.10 Вторичная нагрузка трансформатора тока в цепи секционного выключателя на стороне СН

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	-	0,5	0,5
Варметр	Д-335	-	0,5	0,5
Счетчик энергии	ЕА05RL-P1-B-3	2	-	2
Итого	-	2,5	2,5	3,5

$$r_{\text{приб}} = 3,5 / 5^2 = 0,14 \text{ Ом;}$$

$$r_k = 0,1 \text{ Ом (при количестве приборов } \geq 3);$$

$$r_{пр} = z_{2 \text{ ном}} - r_{приб} - r_k = 1 - 0,14 - 0,1 = 0,76 \text{ Ом}$$

$$I_{рас} = 75 \text{ м – РУ 35 кВ [4, стр. 375]}$$

$$q = 0,0283 \cdot 75 / 0,76 = 2,79 \text{ мм}^2$$

По условиям механической прочности сечение должно быть не меньше  $4 \text{ мм}^2$  для проводов с медными жилами. В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КРВГ с медными жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$

Выбор трансформатора тока сводится в табл. 5.11:

Таблица 5.11 Выбор трансформатора тока на стороне СН

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	1386 А	1500 А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	16,07 кА	120 кА
$B_k \leq B_{к ном}$	$57,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$z_2 \leq z_{2 ном}$	0,76 Ом	1,2 Ом

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям динамической и термической устойчивости

### Выбор трансформаторов тока на стороне НН

На РУНН расчет трансформаторов тока производится для вводного и фидерного выключателя.

Таблица 5.10 Вторичная нагрузка ТТ вводного выключателя

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Счетчик энергии	EA05RL-P1-B-3	2	2	2
Итого	-	2,5	2,5	2,5

$$r_{приб} = 2,5 / 5^2 = 0,1 \text{ Ом};$$

$$r_k = 0,05 \text{ Ом (при количестве приборов } \leq 3);$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,1 - 0,05 = 0,65 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{рас}} = 6 \text{ м} - \text{РУ } 10 \text{ кВ} [4, \text{стр. } 375]$$

$$q = 0,0283 \cdot 6 / 0,65 = 0,26 \text{ мм}^2$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$

Выбор трансформатора тока сводится в табл. 5.11

Таблица 5.11 Выбор трансформатора тока на стороне НН

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$	981 А	1000 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	15,04 кА	128 кА
$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к ном}}$	47,7 кА <sup>2</sup> · с	4800 кА <sup>2</sup> · с
$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}$	0,7 Ом	0,7 Ом

Окончательно принимаем ТТ ТЛ–10/1000/5 с классом точности 0,5. [10]:

Таблица 5.12 Вторичная нагрузка ТТ фидерного выключателя

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Счетчик энергии	EA05RL-P1-B-3	2	2	2
Итого	-	2,5	2,5	2,5

$$r_{\text{приб}} = 2,5 / 5^2 = 0,1 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом (при количестве приборов } \leq 3);$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,1 - 0,05 = 0,25 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{рас}} = 6 \text{ м} - \text{РУ } 10 \text{ кВ} [2, \text{стр. } 375]$$

$$q = 0,0283 \cdot 6 / 0,25 = 0,68 \text{ мм}^2$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КРВГ с медными жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$

Выбор трансформатора тока сводится в табл. 5.13:

Таблица 5.13 Выбор трансформатора тока на стороне НН

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	327 А	400 А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	15,04 кА	128 кА
$B_k \leq B_{к ном}$	47,7 кА <sup>2</sup> · с	4800 кА <sup>2</sup> · с
$z_2 \leq z_2 ном$	0,3 Ом	0,4 Ом

Окончательно принимаем ТТ ТЛ– 10/400/У3 с классом точности 0,5. [7]

### Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- 1) по напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$  ; (5.20)
- 2) по конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3) по классу точности (в зависимости от классов точности подключаемых приборов);

Трансформаторы напряжения проверяются по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (5.21)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\Sigma P^2 + \Sigma Q^2} \quad (5.22)$$

где  $S_{ном}$  - номинальная мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А;

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему. Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения.

Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности: 1,5 мм<sup>2</sup> для медных жил и 2,5 мм<sup>2</sup> для алюминиевых.

При выборе марки трансформатора напряжения следует ориентироваться на те, трансформаторы, которые устанавливаются в ячейках выбранного типа, а уже затем, выписав их каталожные данные, производить проверку по всем параметрам. На действие токов короткого замыкания трансформаторы напряжения не проверяются.

### **Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН**

В РУВН принимаем к установке ТН марки НАМИ – 220 [3, стр 142],

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения сводится в табл. 5.14;

Таблица 5.14 Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне ВН

Наименование прибора	Тип	Мощность одной обмотки, В·А В·А	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	3	6	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Регистрирующий вольтметр	Н-393	1,5	2			5	15	
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3,0	-	1		5	15	

Счетчик энергии	EA05R L-P1- B-3	2,0	3	0	1	5	30	0
Итого:	-	-	-	-	-	-	96	0

Вторичная нагрузка трансформатора определяется по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{96^2 + 0^2} = 96 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбор трансформатора напряжения сводится в табл. 5.15;

Таблица 5.15 Выбор трансформатора напряжения на стороне ВН

Условия выбора	Расчетные данные	Трансформатор напряжения
Класс точности	0,5	0,5
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	220 кВ	220 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$	96 В·А	400 В·А

Окончательно принимаем ТН марки НАМИ – 220

### Выбор трансформаторов напряжения на стороне СН

В РУВН принимаем к установке ТН марки 3\*НОЛЭ-35 [3,стр 141],

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения сводится в табл. 5.16;

Таблица 5.16 Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне СН

Наименование прибора	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	4	8	-
Регистрирующий вольтметр	Н-393	1,5	2			5	15	
Счетчик энергии	EA05RL-P1-B-3	2,0	3	0	1	5	30	0
Итого:	-	-	-	-	-	-	53	0

Вторичная нагрузка трансформатора определяется по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{53^2 + 0^2} = 53 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбор трансформатора напряжения сводится в табл. 5.17;

Таблица 5.17 Выбор трансформатора напряжения на стороне СН

Условия выбора	Расчетные данные	Трансформатор напряжения
Класс точности	0,5	0,5
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$	53 В·А	150 В·А

Окончательно принимаем ТН марки НАМИ – 35

### Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН

В РУНН принимаем к установке ТН марки 3\*НОЛ.08-10УГ [3,стр 140],

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения сводится в табл. 5.18;

Таблица 5.18 Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне НН

Наименование прибора	Тип	Мощность одной обмотки В·А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	4	8	-
Счетчик энергии	EA05RL -	2,0	3	0	1	10	60	0
Итого		-	-	-	-	-	68	0

Вторичная нагрузка трансформатора определяется по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{68^2 + 0^2} = 68 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбор трансформатора напряжения сводится в табл. 5.19;

Таблица 5.19 Выбор трансформатора напряжения на стороне НН

Условия выбора	Расчетные данные	Трансформатор напряжения
Класс точности	0,5	0,5
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$	68 В·А	75 В·А

Окончательно принимаем ТН марки НАМИ – 10

### 5.3 Выбор ОПН

Ограничители предназначены для защиты изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 Гц электрических сетей напряжением от 0,5 до 500 кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

В настоящее время проведены разработки, испытания и освоение ОПН на классы напряжения от 0,5 до 500 кВ.

Большинство конструкций ОПН выполнены на базе существующих полимерных конструкционных материалов (кремний, органические резиновые смеси, стеклоткани и стеклопластиковые трубы), позволивших создать на их основе ОПН с высокими эксплуатационными и технологическими свойствами:

- высокая механическая прочность в диапазоне температур от минус 60 С до плюс 50 С;
- ударопрочность;
- взрывобезопасность;
- сейсмостойкость;

Ограничители на классы напряжения от 3 до 10 кВ представляют собой монолитную конструкцию. Волоконноусиленный материал наносится непосредственно на колонку оксидно-цинковых варисторов с контактами. На изготовленный таким образом блок непосредственно напрессовывается кремнийорганическая резина, обеспечивая высокую степень герметичности.

Ограничитель на 220 кВ конструктивно представляет собой высоконелинейный резистор, состоящий из соединенных последовательно дисков оксидно-цинковых варисторов, заключенный в герметичную полимерную изоляционную покрывку.

Условие:

1. по напряжению

$$U_{\text{раб}} \geq U_{\text{сети}} \quad (5.23)$$

$$U_{\text{сети}} = 1,5 \cdot U_{\text{ном}} \quad (5.24)$$

$$U_{\text{раб}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.раб}}, \quad (5.25)$$

где  $U_{\text{р}}$  – рабочее напряжение.

Принимаем ОПН марки ОПН/TEL(УХЛ 1) соответственно для каждого класса напряжения:

ОПН/TEL- 220/154 для 220 кВ:

$$U_{\text{раб}} = \sqrt{3} \cdot 154 = 266 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{сети}} = 1,15 \cdot 220 = 253 \text{ кВ};$$

$266 \text{ кВ} \geq 253 \text{ кВ}$ , следовательно, ОПН-220/154 проверку прошел.

ОПН/TEL-35/24

$$U_{\text{раб}} = \sqrt{3} \cdot 24 = 41,52 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{сети}} = 1,15 \cdot 35 = 40,25 \text{ кВ};$$

$41,52 \text{ кВ} \geq 40,25 \text{ кВ}$ , следовательно, ОПН-35/24 проверку прошел.

ОПН/TEL-10/12,5

$$U_{\text{раб}} = 12,5 \cdot \sqrt{3} = 21,7 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{сети}} = 1,15 \cdot 10 = 11,5 \text{ кВ};$$

$21,7 \text{ кВ} \geq 11,5 \text{ кВ}$ , следовательно, ОПН-10/11,5 проверку прошел.

## 5.4 Выбор гибких и жестких шин

### Выбор токопроводов на стороне 220 кВ и 35 кВ

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, обладающие малым удельным сопротивлением и хорошей механической прочностью.

1) При проектировании жестких и гибких шин выбор сечений производят по допустимым значениям тока для стандартных сечений. Основным параметром для выбора сечения является величина рабочего тока.

2) Выбранное сечение необходимо проверить по нагреву в аварийном режиме, когда одна из цепей отключена:

$$I_{\text{дл доп}} > I_{\text{ав}}, (5.26)$$

где  $I_{\text{дл доп}}$  – длительно допустимый ток для выбранного сечения линии, А.

$I_{\text{ав}}$  – аварийный ток, А.

Аварийный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{раб}}; (5.27)$$

3) По условиям короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; (5.28)$$

где  $E$  – напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см;

$E_0$  – начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см;

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), (5.29)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m=0,82$ );

$r_0$  – радиус провода, см;

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}; (5.30)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$  – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, см;

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D; (5.31)$$

где  $D$  – расстояние между проводами фаз (для  $U=220$  кВ –  $D=1800$  мм,  $U=35$  кВ –  $D=400$  мм), см; [8],

Напряженность электрического поля около поверхности расщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{эк}}}}; (5.32)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий количество проводов  $n$  в фазе;

$r_{\text{эк}}$  – эквивалентный радиус проводов, см;

4) Выбранные провода должны быть проверены по ветровым нагрузкам и нагрузкам по гололеду в соответствии с ПУЭ.

$$F_3 \geq F_{\text{min}}^{\text{мех}}; (5.33)$$

Минимальное сечение по условию механической прочности для III района по гололеду и проводов из сталеалюминия:

$$F_{\min}^{\text{мех}} = 50 \text{ мм}^2.$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{E_k}}{c} =$$

5) На термическое и электродинамическое действия токов короткого замыкания проверяют гибкие шины РУ при  $I^{(3)}_{\text{по}} > 20 \text{ кА}$ .

Если какое-либо из условий проверки не выполняется, следует увеличить сечение провода.

Выберем сечение проводов для гибкой ошиновки РУВН:

1) Выбор сечения по допустимому току:

Рабочий ток в цепи трансформатора на РУВН:

$$I_{\text{раб}} = 118 \text{ А принимаем провод АС 240/32};$$

2) Проверка выбранного сечения на нагрев провода:

Ток послеаварийного режима:

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{раб}} = 236 \text{ А},$$

$$I_{\text{дл доп}} = 605 \text{ А},$$

$$605 \text{ А} > 236 \text{ А}.$$

3) Проверка выбранного сечения по условию короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{2,16}}\right) = 29,82 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot i_g \cdot \frac{D_{\text{сш}}}{r_{\text{зк}}}} = \frac{0,354 \cdot 220}{2,16 \cdot i_g \cdot \frac{1,26 \cdot 180}{2,16}} = 13,5 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 13,5 = 14,45 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 29,82 = 26,84 \text{ кВ/см}.$$

4) Проверка выбранного сечения по механическим нагрузкам:

$$F \geq F_{\min}^{\text{мех}},$$

$$240 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{66,78}}{91} = 90 \text{ мм}^2$$

$q \geq q_{\min}$  - условие выполняется

5) Проверка по термическому и электродинамическому действию токов короткого замыкания:

Гибкие провода, по которым возможно протекание тока короткого замыкания меньше 20 кА термическую и электродинамическую стойкость не проверяются.

Все условия выполняются. Окончательно принимаем к установке гибкие шины из сталеалюминевых проводов АС 240.

Выберем сечение проводов для гибкой ошиновки РУСН:

1) Выбор сечения по допустимому току:

$I_{\text{раб}} = 462 \text{ А}$ , принимаем провод АС 300/32;

2) Проверка выбранного сечения на нагрев провода:

Ток послеаварийного режима:

$I_{\text{ав}} = 2 I_{\text{раб}} = 924 \text{ А}$ ,

$I_{\text{дл доп}} = 1000 \text{ А}$

$1000 \text{ А} > 924 \text{ А}$ .

3) Проверка выбранного сечения по условию короны:

$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$ ;

$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{2,16}}\right) = 28,82 \text{ кВ/см}$ ;

$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ш}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 35}{2,16 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 40}{2,16}} = 4,19 \text{ кВ/см}$ ;

$1,07 \cdot 4,19 = 4,49 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 28,82 = 25,34 \text{ кВ/см}$ .

4) Проверка выбранного сечения по механическим нагрузкам:

$F \geq F_{\min}^{\text{мех}}$ ,

$300 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$ .

$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{57,69}}{91} = 83 \text{ мм}^2$

$q \geq q_{\min}$  - условие выполняется

5) Проверка по термическому и электродинамическому действию токов короткого замыкания:

Гибкие провода, по которым возможно протекание тока короткого замыкания меньше 20 кА термическую и электродинамическую стойкость не проверяются.

Все условия выполняются. Окончательно принимаем к установке гибкие шины, с расщепленными надвое жилами, из алюминиевых проводов АС 240.

### **Выбор жестких шин на стороне 10 кВ**

Для общей ошиновки предусматриваем алюминиевые шины прямоугольного сечения.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6-10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин при их удлинении вследствие нагрева. При большой длине шин устанавливаются компенсаторы из тонких полосок того же материала, что и шины. Концы шин на изоляторе имеют скользящее крепление через продольные овальные отверстия и шпильку с пружинящей шайбой. В местах присоединения к аппаратам изгибают шины или устанавливают компенсаторы, чтобы усилие, возникающее при температурных удлинениях шин, не передавалось на аппарат.

1.Выбираем сечение шин по длительно допустимому току нагрузки:

$$I_{\max} = 981 \text{ A};$$

Принимаем однополюсные шины алюминиевые прямоугольного сечения

$$S=80 \times 8, \text{ с } I_{\text{дл.доп}}=1320 \text{ A};$$

Так как  $I_{\text{дл.доп.}} > I_{\max}$ , то шины выбраны правильно. (5.34);

2. Проверка по термической стойкости.

Для шин, выполненных из алюминия допустимая температура нагрева при коротком замыкании 200 °С, коэффициент  $C=91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}$ . Исходя из этого определяется минимально допустимое по нагреву сечение :

$$q_{\text{минтерм}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{47,7}}{91} = 76 \text{ мм}^2, (5.35);$$

где  $B_k$  – тепловой импульс при протекании тока короткого замыкания.

Для выбранных шин  $q_{\text{мин}}$  составляет 480 мм<sup>2</sup>,

$q_{\text{минтерм}} < q_{\text{доп}}$ , условие выполняется,

### 3. Проверка на механическую прочность.

При механическом расчете однополюсных шин наибольшая сила  $f$ , действующая на шину средней фазы (при расположении шин в одной плоскости), определяется при трехфазном коротком замыкании по формуле:

$$f = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-7} \times I_{yd}^2 \times l}{a} (5.36);$$

где  $i_{yd}$  – ударный ток при трехфазном коротком замыкании, А;

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

$a$  – расстояние между фазами, м;

Сила  $f$  создает изгибающий момент (М), Н·м, при расчете которого шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах.

Выбранные шины проверяем на динамическую устойчивость:

$$f = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-7} \times I_{yd}^2 \times l}{a} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-7} \times 15040^2 \times 1.5}{0.5} = 117,54 \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{см}^2 - (5.37);$$

$f$  - сила, действующая на шину.

Сила  $f$  создает изгибающий момент ( $M$ ), Н·м, при расчете которого шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах.

$$M = \frac{f \times l}{10}$$

$$W = \frac{b \times h^2}{6}$$

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

$$W = \frac{1.2 \times 10^2}{6} = 20 \text{ см}^3$$

Напряжение в материале шин, Мпа, возникающее при воздействии  $\sigma_{\text{расч}}$  изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-8} \times l_{y2}^2 \times l^2}{W \times a} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-7} \times 15040^2 \times 1.5^2}{0.5 \times 20} = 8,82 \text{ МПа},$$

Шины механически прочны, если выдерживается условие:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}, [1, \text{табл. 4.2}]$$

Окончательно принимаем шины  $S_m = 80 \times 8$  алюминиевые марки АДО

## 5.5 Выбор опорных и проходных изоляторов на РУНН

### Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; (5.38)$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, (5.39)$$

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

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

$$F_{доп} = 0,6 F_{разр}, (5.40)$$

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

Для крепления шин 10 кВ применяются опорные изоляторы для внутренней установки типа ИО-10-3,75 УЗ с  $F_{разр} = 3750$  Н.

При расположении шин в вершинах равнобедренного треугольника силу, действующую на изолятор, рассчитаем по формуле [2, стр. 227]:

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-7} \times I_{\Sigma}^2 \times l}{a} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-7} \times 15040^2 \times 1,5}{0,5} = 117,54 \text{ Н},$$

$$F_{расч} < 0,6 \cdot F_{разр},$$

$$117,54 \text{ Н} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н},$$

Окончательно выбираем опорный изолятор ИО-10-3,75 УЗ.

### **Выбор проходных изоляторов**

1) по напряжению (формула 5.38);

2) по номинальному току:

$$I_{мах} \leq I_{ном}, (5.41);$$

где  $I_{мах}$  – максимальный рабочий ток, проходящий через изолятор;

$I_{ном}$  – номинальный ток изолятора (по справочным данным).

$$1963 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$$

3) по допустимой нагрузке (формула 5.39);

Для проходных изоляторов расчетная сила  $f_{\text{расч}}$ , Н:

$$f = 0,5 \cdot \frac{\sqrt{3} \times 10^{-7} \times I_{\text{н}}^2 \times l}{a} = 0,5 \cdot \frac{\sqrt{3} \times 10^{-7} \times 15040^2 \times 1,5}{0,5} = 58,8 \text{ Н};$$

В качестве проходных изоляторов на стороне 10 кВ принимаем изоляторы типа ИП-10-2000-У,  $U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $I_{\text{н}} = 2000 \text{ А}$ ,  $F_{\text{н}} = 3 \text{ кН}$ .

$$F_{\text{расч}} < 0,6 \cdot F_{\text{разр}},$$

$$58,8 \text{ Н} < 3750 \cdot 0,6 = 1800 \text{ Н}.$$

## 5.6 Выбор трансформатора собственных нужд и плавкого предохранителя

### Выбор трансформатора с.н.

Выбор трансформатора собственных нужд зависит от состава потребителей, что в свою очередь зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов и типа электрооборудования.

Мощность трансформаторов с.н. выбирается по нагрузкам с.н. с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно рассчитывается летняя и зимняя нагрузки, а так же нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании можно по ориентировочным данным [2, приложение, таб. П6.1 и П6.2] определить основные нагрузки с.н. подстанции, приняв для двигательной нагрузки  $\cos\varphi = 0,85$ .

Представим основные нагрузки с.н. в таблице:

Таблица.5.20. Основные нагрузки с.н.

Вид потребителя	Уст. Мощность		$\cos\varphi$	Нагрузка	
	кВт х кол-во	всего, кВт		Руст, кВт	Qуст, кВАр
Охлаждение ТДТН 63000/220	-	3	0,85	3	2,55
Подогрев ВГУ– 220–45/3150 У1	42,9х8	343	1	343	-
Подогрев ВГК–35–40/3150	4,4 х 1	4,4	1	4,4	-

Подогрев КРУ	1 x 18	18	1	18	-
Отопление и освещение ОПУ	-	80	1	80	-
Освещение, Вентиляция ЗРУ	-	7	1	7	-
Освещение ОРУ 220 кВ	-	5	1	5	-
Освещение ОРУ 35 кВ	-	5	1	5	-
Итого:				465,4	2,55

Мощность трансформаторов с.н. выбирается:

при двух трансформаторах с.н. на ПС без постоянного дежурства

$$S_{\text{т}} \geq S_{\text{расч}}, \text{ где}$$

$S_{\text{т}}$  - мощность трансформатора с.н.;

$S_{\text{расч}}$  - расчетная мощность всех потребителей;

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}, \text{ где}$$

$k_c$  - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчетах можно принять  $k_c = 0,8$ .

Предельная мощность каждого трансформатора с.н. должна быть не более 630 кВА.

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \sqrt{465,4^2 + 2,55^2} = 465,4 \text{ кВА}$$

Принимаем трансформатор типа ТСЗ-400/10 [7, стр. 120].

### **Выбор плавкого предохранителя**

Предохранитель – это устройство, служащее для отключения электрооборудования при возникающих КЗ, путем перегорания его плавкой вставки.

Выбор предохранителя производится:

1. по напряжению установки  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети,уст}}$ ;

2. по току  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.мах}}$ ;

3. по току отключения  $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}$ .

Выбираем предохранитель марки ПКТ101-10-10-31,5 УЗ [7, стр. 254].

Характеристики:

Номинальное напряжение  $U_{\text{ном}}=10$  кВ;

Номинальный ток  $I_{\text{ном}}=10$  А

Номинальный ток отключения  $I_{\text{откл.ном}}=31,5$  кА

Предохранитель устанавливается в цепи трансформатора напряжения.

Ток в первичной цепи ТН находим по выражению:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{S_2}{U_2} \cdot k_{\text{т}}, \text{ где}$$

$S_2$  - мощность, потребляемая вторичной нагрузкой ТН;

$U_2$  - вторичное напряжение трансформатора (100В)

$k_{\text{т}}$  - коэффициент трансформации ТН

$$(k_{\text{т}} = \frac{U_1}{U_2}).$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{8}{100} * \frac{10000}{100} = 8 \text{ А}$$

Таблица 5.21. Условия выбора предохранителя.

Расчетные данные	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{\text{сети.уст}}=10$ кВ	$U_{\text{м}} = 10 \text{ В}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.уст}}$
$I_{\text{раб.мах}}=8$ А	$I_{\text{ном}} = 10 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.мах}}$
$I_{\text{по}}^{(3)} = 15,04$	$I_{\text{откл.м}} = 31,5 \text{ А}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}$

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

При проектировании данной узловой подстанции было определено, что при выборе электрической схемы нужно исходить из соображений надежности, экономичности и безопасности. Выбор схемы зависит от категории потребителей электрической энергии. Вследствие этого было установлено два силовых трансформатора. Исходя из этих условий был выбран наиболее рациональный вариант схемы. Также в данном проекте было рассмотрено, как и по каким критериям выбирать электрооборудование. Оборудование выбрано современное, так как в настоящее время на новых энергообъектах устанавливается новое оборудование. Которое по своим характеристикам превосходит устаревшее оборудование. Следовательно, это позволяет увеличить срок службы подстанции и сократить расходы на постройку подстанции. Было установлено, что все оборудование соответствует критериям выбора. В итоге всего расчёта мною было изучено, по каким правилам и нормам выбирать и проектировать подстанцию

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Барыбин Ю.Т. Справочник по проектированию эл.снабжения, 1990
2. Поспелов Г.Е.- Электрические системы и сети.-1978.
- 3.Справочник по новому электрооборудованию в системах электроснабжения /Ополева Г. Н. – Иркутский гос. Университет,2003.
4. Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: Издательский центр «Академия», 2004.
5. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7.
6. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий/Под ред. А. А. Федоров, Г. В. Сербиновского.- М.: Энергия, 1973.
7. Б.Н. Неклепаев – Электрическая часть электростанций и подстанций.- М: Энергоатомиздат, 1989.
8. Герасимова – Электротехнический справочник, 2007.