МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Нижегородский государственный университет им. Н.И. Лобачевского»
Балахнинский филиал

УТВЕРЖДАЮ
Директор ИОО _____ А.В. Мартынов
«29» 06 2016 г.

Методические указания
для студентов по выполнению выпускной квалификационной работы (дипломного проекта)

Направление подготовки (специальность)
13.02.03 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, СЕТИ И СИСТЕМЫ

Уровень (ступень) образования
СРЕДНЕЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ (БАЗОВАЯ ПОДГОТОВКА)

Квалификация выпускника
ТЕХНИК - ЭЛЕКТРИК

Форма обучения
ОЧНАЯ

Балахна
2016

Пояснительная записка

Дипломный проект по расчету электрической части электростанции должен содержать пояснительную записку (ПЗ) с расчетами и графическую часть: главная схема станции, чертеж ОРУ, схема релейной защиты и спец. вопрос. В пояснительной записке должны быть следующие разделы:

Введение

1. Выбор основного оборудования
2. Технико-экономическое сравнение
3. Расчёт токов короткого замыкания
4 Выбор и обоснование схем электрических соединений РУ
5 Выбор электрооборудования и токоведущих частей
6 Выбор способа синхронизации
7 Расчёт дифференциальной защиты трансформатора
8 Выбор типов защит для всех элементов схемы
9 Расчёт заземляющего устройства ОРУ-330 кВ
10 Описание конструкции ОРУ-220 кВ
11 Специальное задание
12 Экономический расчёт
13 Техника безопасности

Список использованной литературы

Пояснительную записку выполнять шрифтом «GOST type B», правильно пронумеровать номера формул, таблиц и рисунков.

Введение

(Подобрать материал о развитии электроэнергетики)

1 **Выбор основного оборудования**

1.1 Выбор генераторов, например:

Согласно заданию на ГРЭС, выбираю генератор типа ТВВ-220-2А, данные генератора заношу в таблицу

Таблица 1 - Технические данные генератора

Тип турбогенератора	Частота вращения, об/мин	Номинальные параметры					Сист. возбуждения	Охлаждение обмоток	
		$S_{ном}$, МВ·А	$I_{ном}$, кА	$U_{ном}$, кВ	x''_d	Cosφ		статора	ротора
ТВВ-220-2А	3000	259	9,49	15,75	0,197	0,85	ВЧ	НВ	НВР

1.2 Выбор блочных трансформаторов

Мощность блочных трансформаторов $S_{расч}$,в МВ·А, определяется по формуле

$$S_{расч} = \sqrt{(P_г - P_{сн})^2 + (Q_г - Q_{сн})^2}\,, \qquad (1)$$

где $P_{сн}$,, $Q_{сн}$ - расход на собственные нужды, %

$P_{уст}$,, $Q_г$ - установленная активная и реактивная мощность генератора

Расход на собственные нужды от установленной мощности генератора $P_{уст}$ (активная мощность), в МВт, определяется по формуле,

$$P_{сн} = \cdot \frac{P_{с.н.}\%}{100} \cdot P_{уст}, \qquad (2)$$

($P_{сн}$%(Л-8, стр.445)

Реактивные мощности с.н. и генератора Q, в Мвар, определяются по формуле

$$Q_{сн} = P_{сн} \cdot tg\varphi_{сн},, \quad Q_г = P_г \cdot tg\varphi, \qquad (3)$$

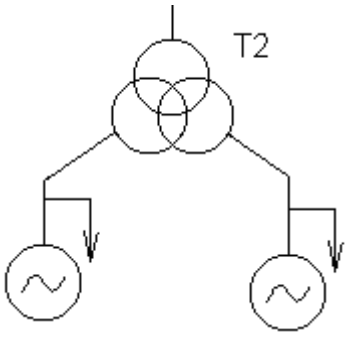
Номинальную мощность блочного трансформатора $S_{ном}$, в МВ·А, определяем по формуле

$$S_{ном} \geq S_{расч}$$

Выбираем блочные трансформаторы, например ТДЦ-250000/330

Примечание: блочные трансформаторы - без РПН (в конце обозначения не должно быть буквы "Н").

Мощность блочного трансформатора с расщепленной обмоткой НН определяется следующим образом:



$$S_{расч} = 2\sqrt{(P_г - P_{сн})^2 + (Q_г - Q_{сн})^2}$$

Выбираем блочные трансформаторы, данные заносим в таблицу

Таблица 2 - Технические данные блочных трансформаторов

Тип трансформатора	$U_{ном}$ обмотки, кВ			потери, кВт		$U_{кз}$,%	$I_{хх}$,%
	ВН	СН	НН	$P_{хх}$	$P_{кз}$		
ТДЦ-250000/330	347	-	15,75	214	605	11	0,5
ТДЦ-250000/110	121	-	15,75	200	640	10,5	0,5

1.3 Разработка структурных схем электростанции

Необходимо разработать 2 варианта электрической схемы электростанции.

Рекомендации:

На ГРЭС обычно применяют моноблоки без генераторного выключателя (рис.1), блоки с автотрансформатором (рис.5,6).

На АЭС применяют моноблоки с генераторными выключателями (рис.2), объединенные или укрупненные блоки в том случае, когда с одним ядерным реактором устанавливается две турбины и два генератора.(рис. 3, 4).

На блочных ТЭЦ применяют моноблоки без генераторного выключателя и блоки с выключателем, если нагрузка генераторного напряжения питается отпайками от генераторов (рис.7).

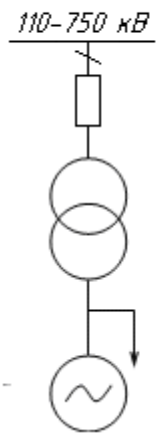


Рис.1

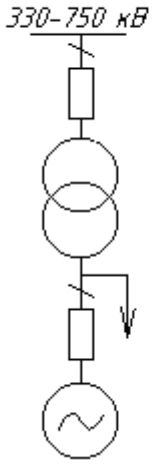


Рис.2

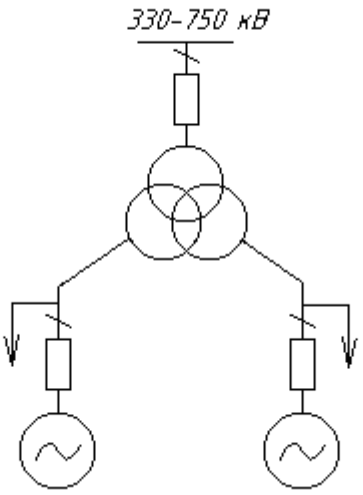


Рис.3

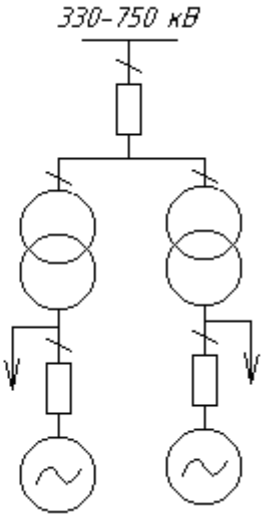


Рис.4

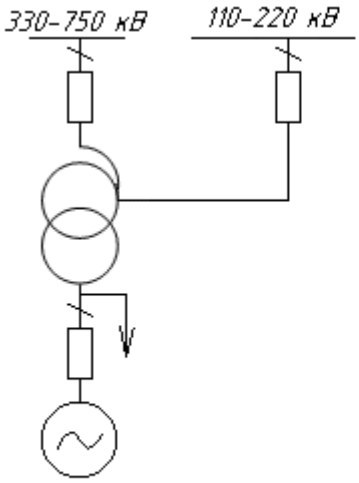


Рис.5

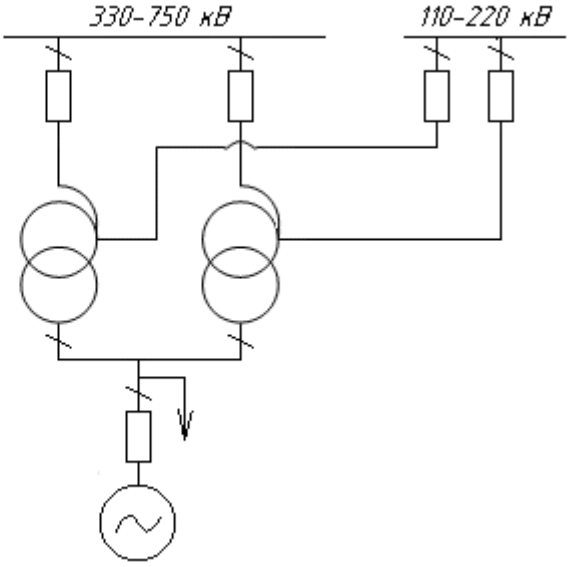


Рис.6

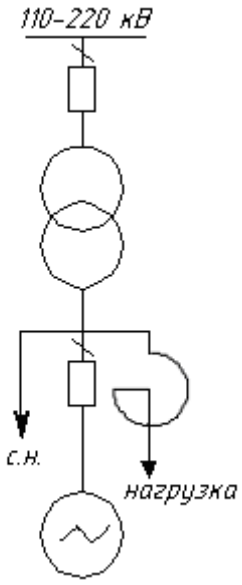


Рис.7

Количество блоков N, присоединенных к шинам среднего напряжения зависит от заданной нагрузки на среднем напряжении (P_{max}).

$N \geq \frac{S_{мах}}{S_г}$, где $S_{max} = \sqrt{P_{мах}^2 + Q^2_{мах}}$; $S_г$ - полная мощность генератора

Связь между РУ высокого и среднего напряжения может осуществляться автотрансформаторами связи или блочным автотрансформатором.

При составлении двух вариантов структурной схемы электростанции необходимо проработать вопрос подключения резервных трансформаторов собственных служб (с.н.) и их количества (см. Л 8 § 5.9, 5.10).

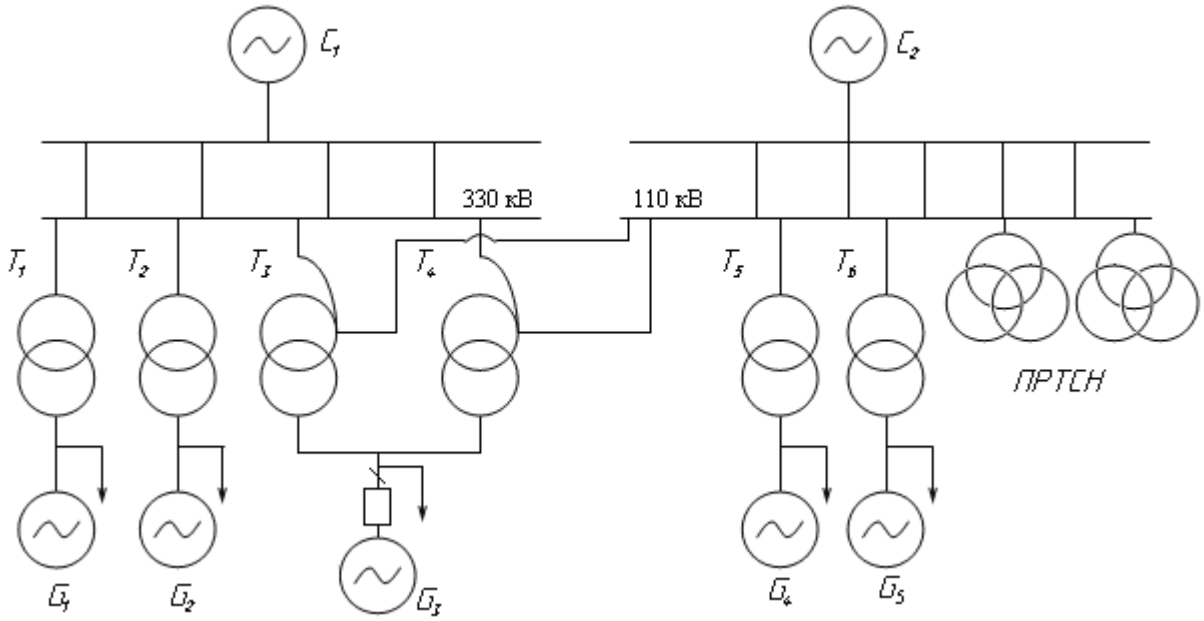
Количество резервных ТСН на ГРЭС, блочных ТЭЦ и АЭС можно принять равным двум при количестве энергоблоков на электростанции три и более.

Резервные ТСН присоединяют к двум разным точкам главной электрической схемы станции, чтобы при ремонте или отказе любого элемента схемы резервное питание с.н. через один трансформатор сохранялось.

Местами присоединения резервных трансформаторов могут быть: сборные шины 110-220 кВ, обмотки НН автотрансформатора связи, ответвление на генераторном напряжение от блока, имеющего генераторный выключатель.

Пример 2-х вариантов структурных схем электростанции

Вариант 1



Вариант 2

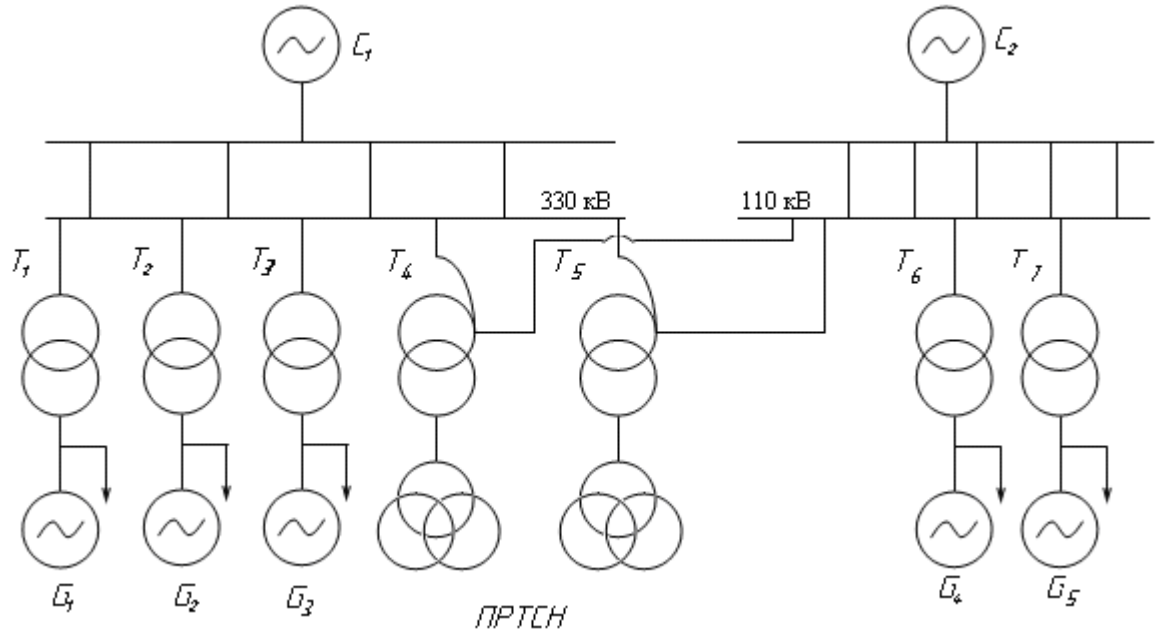


Рисунок 1 - Структурные схемы электростанции

1.4 Выбор автотрансформаторов

Вариант 1

Выбор блочных трансформаторов связи.

.Мощность блочного автотрансформатора выбирается с учетом коэффициента выгодности:

$$K_{выг} = \frac{U_{ВН} - U_{СН}}{U_{ВН}}$$

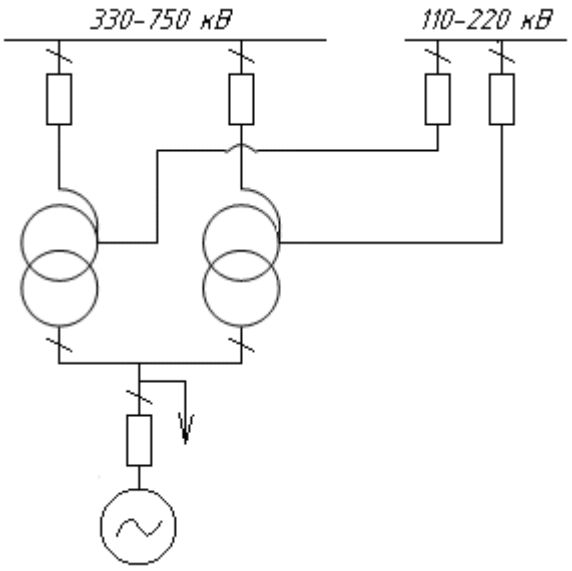
Номинальную мощность автотрансформатора $S_{ном}$, в МВ·А, определяют по формуле

$$S_{ном} \geq \frac{S_г - S_{сн}}{K_{выг}},$$

Полная мощность собственных нужд $S_{сн}$, в МВ·А, определяется по формуле

$$S_{сн} = \sqrt{P^2_{сн} + Q^2_{сн}}$$

В случае, если в спрвочнике нет автотрансформатора необходимой мощности, то приходится объединять два автотрансформатора с одним генератором:



Тогда мощность автотрансформатора определяется следующим образом:

$$S_{ном} \geq \frac{S_г - S_{сн}}{2 \cdot K_{выг}},$$

Примечание: при выборе автотрансформатора следует учесть, что автотрансформаторы типа АОДЦТН- однофазные, указанная в справочнике мощность умножается на 3. Например, АОДЦТН-167, S=3·167=501 МВ·А..

Вариант 2

Выбор автотрансформаторов связи

Обычно устанавливают два автотрансформатора связи.

Мощность автотрансформатора выбирается по максимальному перетоку мощности между РУ ВН и РУ СН, определяемому формулой

$$S_{расч1} = \sqrt{\left(n \cdot P_г - n \cdot P_{сн} - P_{макс}\right)^2 + \left(n \cdot Q_г - n \cdot Q_{сн} - Q_{макс}\right)^2},$$

где n-число генераторов, работающих на шины среднего напряжения

Pг, Qг- номинальные и реактивные мощности генераторов.

$P_{с.н.}$, $Q_{с.н.}$- активная и реактивная мощность собственных нужд блоков

P_c, Q_c- активная и реактивная нагрузки на шинах среднего напряжения.

Максимальную реактивную нагрузку на шинах среднего напряжения Q_c в Мвар, определяют по формулам

$$Q_{Cmax}=P_{Cmax}\cdot tg\varphi, \quad Q_{Cmin}=P_{Cmin}tg\varphi,$$

где $P_{C\,max}$-максимальная активная нагрузка на шинах среднего напряжения, $P_{C\,min}$ -минимальная активная нагрузка на шинах среднего напряжения.

Примечание:

при подсчете реактивной мощности $Q=P\cdot tg\varphi$ следует определять $tg\varphi$ для генератора, для с.н. и для заданной нагрузки на среднем напряжении.

Расчетную мощность автотрансформаторов определяют для трех режимов:

1. Режим максимальной нагрузки на шинах среднего напряжения

$$S_{расч1}=\sqrt{\left(n\cdot P_г-n\cdot P_{сн}-P_{максс}\right)^2+\left(n\cdot Q_г-n\cdot Q_{сн}-Q_{максс}\right)^2}$$

2. Режим минимальной нагрузки на шинах среднего напряжения

$$S_{расч2}=\sqrt{\left(n\cdot P_г-n\cdot P_{сн}-P_{минс}\right)^2+\left(n\cdot Q_г-n\cdot Q_{сн}-Q_{минс}\right)^2}$$

3. Аварийный режим (на шинах среднего напряжения отключился один блок).

$$S_{расч3}=\sqrt{\left((n-1)\cdot P_г-(n-1)\cdot P_{сн}-P_{максс}\right)^2+\left((n-1)\cdot Q_г-(n-1)\cdot Q_{сн}-Q_{максс}\right)^2}$$

По наибольшей расчетной мощности выбрать номинальную мощность автотрансформатора.

$$S_{ном}\geq \frac{S_{расчmax}}{K_П},$$

где $K_п$=1,4-коэффициент перегрузки

Технические данные автотрансформаторов записываем в таблицу, например:

Таблица 3 - Технические данные автотрансформаторов

Тип автотрансформатора	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ном}$, кВ			Потери, кВт				$U_к$ %			I_{xx}, %
						КЗ						
		ВН	СН	НН	ХХ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	

АТДЦТН - 200000/ 330/110	200	330	11 5	15,7 5	155	560	300	210	10, 5	38	25	0,4 5
АТДЦТН- 125000/ 330/110	125	330	11 5	38,5	100	345	240	210	10	35	24	0,4 5

1.5 .Выбор рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд (ТСН)

Рабочие ТСН присоединяются отпайкой от генератора, следовательно, $U_{ВН.ТСН} = U_{нн}$ генератора. В системе с.н. применяют напряжение 6 или 10 кВ, соответственно $U_{ВН.ТСН}$ = 6 или 10 кВ.

Расчетная мощность рабочего ТСН определяется суммой мощностей всех электроприемников, которые присоединены к данному трансформатору. Точное определение расчетной мощности очень затруднено, поэтому используют формулу с коэффициентом спроса K_C.

Расчетный коэффициент K_C учитывает разновременность работы электроприемников, средние значения коэффициента нагрузки, КПД, коэффициента мощности двигателей:

Коэффициенты спроса K_C указаны в табл.5.2.(Л.8) стр. 445 для разных видов электростанций и топлива.

Мощность рабочего ТСН определяется по формуле:

$$S_{СН} \geq \frac{P_{сн}\% \cdot P_г}{100} \cdot K_c$$

Мощность резервных ТСН должна обеспечить замену одного рабочего ТСН и одновременный пуск или остановку блока.

Как правило, пускорезервные трансформаторы с.н. (ПРТСН) имеют мощность на ступень выше рабочих ТСН.

Технические данные трансформаторов собственных нужд заносят в таблицу, например:

Таблица 4 - Технические данные трансформаторов собственных нужд

Тип трансформатора	$U_{ном}$, кВ		Потери, кВт		$U_{кз}$,%	$I_{хх}$,%
	ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТДНС-	15,75	6,3	17	85	10	0,7

16000/15,75						
ТРДНС-25000/35	36,75	6,3-6,3	25	115	10,5	0,65
ТРДН-25000/110	115	6,3-6,3	25	120	10,5	0,65

2 **Технико- экономическое сравнение 2-х вариантов схемы электро-станции**

(Л.8 стр. 395-402). При расчетах пользоваться примером 53 стр.397 учебника

Технико-экономическое сравнение производят по приведенным затратам «З»: определяют затраты $З_1$ и $З_2$ для обоих вариантов.

2.1 Определение годовых потерь электроэнергии в трансформаторах и автотрансформаторах

2.1.1, 2.1.2 Определяем потери энергии в блочных трансформаторах, присоединённых к шинам ВН и СН, ΔW, в кВт·ч, по формуле

$$\Delta W = P_x \cdot T + P_к \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}}\right)^2 \tau,$$

где P_x- потери холостого хода

$P_к$- потери короткого замыкания

S_{max}- максимальная нагрузка трансформатора

$S_{ном}$- номинальная мощность трансформатора

$T = T_{год} - T_{рем} = 8760 - 600 = 8160$ч -время работы трансформатора в течение года

τ- продолжительность максимальных потерь, определяется по графику, рис.5.6. стр. 396 (Л8) в зависимости от Tmax и $Cos\varphi$

Tmax- продолжительность использования максимальной нагрузки. Например:

τ=5800ч при Туст=7000ч, $Cos\varphi_г$ = 0,85

2.1.3 Определяем потери энергии в блочном автотрансформаторе

I варианта $\Delta W_{АТ1}$, в кВт·ч, по формуле

$$\Delta W_{АТ1} = P_{xx} \cdot T + P_{кВ} \cdot \left(\frac{S_{maxB}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau_В + P_{кС} \cdot \left(\frac{S_{maxC}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau_С + P_{кН} \cdot \left(\frac{S_{maxH}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau_Н, \quad (4)$$

где $T = T_{год} - T_{рем} = 8160$ч

$\tau_В = \tau_С$= ХХч при $T_{max\ АТ} = 0{,}5 \cdot (T_{уст} + T_{max})$ч

$\tau_н$= 5800ч

Определяем максимальную нагрузку обмотки НН $S_{max\,H}$, в МВ·А, по формуле

$$S_{max\,H} = \frac{S_Г - S_{СН}}{2}$$

Определяем максимальную нагрузку обмотки СН S_{maxC}, в МВ·А, по формуле

$$S_{max\,C} = \frac{S_{расч.max}}{2}$$

Определяем максимальную нагрузку обмотки ВН S_{maxB}, в МВ·А, по формуле

$$S_{max\,B} = S_{maxH} + S_{maxC} \text{ или } S_{max\,B} = S_{maxH} - S_{maxC},$$

в зависимости от того, куда направлен переток мощности между шинами ВН и СН

Определяем потери короткого замыкания в обмотке высокого напряжения $P_{кВ}$, в кВт, по формуле

$$P_{кВ} = 0{,}5 \cdot \left(P_{кВ-С} + \frac{P_{кВ-Н}}{K^2_{выг}} - \frac{P_{кС-Н}}{K^2_{выг}} \right) \quad (5)$$

Определяем потери короткого замыкания в обмотке среднего напряжения $P_{кС}$, в кВт, по формуле

$$P_{кС} = 0{,}5 \cdot \left(P_{кВ-С} + \frac{P_{кС-Н}}{K^2_{выг}} - \frac{P_{кВ-Н}}{K^2_{выг}} \right) \quad (6)$$

Определяем потери короткого замыкания в обмотке низкого напряжения $P_{кН}$, в кВт, по формуле

$$P_{кН} = 0{,}5 \cdot \left(\frac{P_{кВ-Н}}{K^2_{выг}} + \frac{P_{кС-Н}}{K^2_{выг}} - P_{кВ-С} \right)$$

Определяем потери энергии в автотрансформаторе связи I варианта ΔW_{AT1} , в кВт·ч, по формуле 4.

2.1.4 Определяем потери энергии в автотрансформаторе связи

II варианта ΔW_{AT2}, в кВт·ч, по формуле

$$\Delta W_{AT2} = P_{xx} \cdot T + P_{кВ} \cdot \left(\frac{S_{max\,B}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau_В + P_{кС} \cdot \left(\frac{S_{max\,C}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau_С , \quad (7)$$

где $T = T_{год} = 8760$ч

$\tau_В = \tau_С =$ ч при $T_{max\,AT} = 0{,}5 \cdot (T_{уст} + T_{max})$ч

Определяем максимальную нагрузку обмоток ВН и СН $S_{maxB} = S_{maxC}$, в МВ·А, по формуле

$$S_{maxB} = S_{max\,C} = \frac{S_{расч.max}}{2}$$

Определяем потери короткого замыкания в обмотке высокого напряжения $P_{кВ}$, в кВт, по формуле 5

Определяем потери короткого замыкания в обмотке среднего напряжения $P_{кС}$, в кВт, по формуле 6

Определяем потери энергии в автотрансформаторе связи II варианта $\Delta W_{АТ2}$, в кВт·ч, по формуле 7

2.1.5 Определить суммарные потери энергии : ΔW_1 и ΔW_2, по формуле (например для рассмотренного примера)

$$\Delta W = n \cdot \Delta W_{330} + n \cdot \Delta W_{110} + n \cdot \Delta W_{АТ}$$

где n – количество трансформаторов и автотрансформаторов в варианте

2.2 Составить таблицу подсчета капитальных затрат, учитывая основное оборудование: трансформаторы, автотрансформаторы, резервные ТСН, если они разные по вариантам, ячейки ОРУ с выключателями ($I_{откл}$ ориентировочно до 40 кА), генераторные выключатели. Например:

Таблица 5 - Капитальные затраты

Оборудование	Стоимость единицы, тыс. руб.	I вариант		II вариант	
		Кол-во единиц	Общая стоимость, тыс. руб.	Кол-во единиц	Общая стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-250000/330	11550	2	23100	3	34650
ТДЦ-250000/110	8995	2	17990	2	17990
АТДЦТН-200000/330/110	11200	2	22400	-	-
АТДЦТН-125000/330/110	9205	-	-	2	18410
ТРДНС-25000/35	2660	-	-	2	5320
ТРДН-25000/110	3220	2	6440	-	-
ячейка 330 кВ	5950	4	23800	5	29750
ячейка 110 кВ	1120	6	6720	4	4480
Ячейка генер. выкл.	1400	1	1400	-	-
Итого:		K_1 =101850		K_2=110600	

2.3 Годовые эксплуатационные издержки

Определяют годовые эксплуатационные издержки $И_1$ и $И_2$, в тыс. руб., по формуле

$$И=\frac{P_a+P_o}{100}\cdot K + \beta\cdot\Delta W,$$

где P_a- отчисления на амортизацию, %; P_a=6,4%

P_0- отчисления на обслуживание, %; P_0=2%

β- стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, руб/кВт·ч

2.4 Приведённые затраты

Определяют приведённые затраты $З_1$ и $З_2$, в тыс. руб., по формуле

$$З= p_н\cdot K+И,$$

где $p_н$ - нормативный коэффициент экономической эффективности;

$p_н$ =0,12

Определяем наиболее экономичный вариант по формуле

$$\Delta З=\frac{З_1-З_2}{З_1}\cdot 100\%$$ (из большего вычитают меньшее)

Далее делается вывод, например:

Первый вариант экономичнее второго на 2,67 %, принимаю его для дальнейших расчетов.

3 **Расчет токов короткого замыкания.**

Порядок расчета:

3.1. Начертить схему замещения выбранного варианта, обозначить точки КЗ, номинальные напряжения, например:

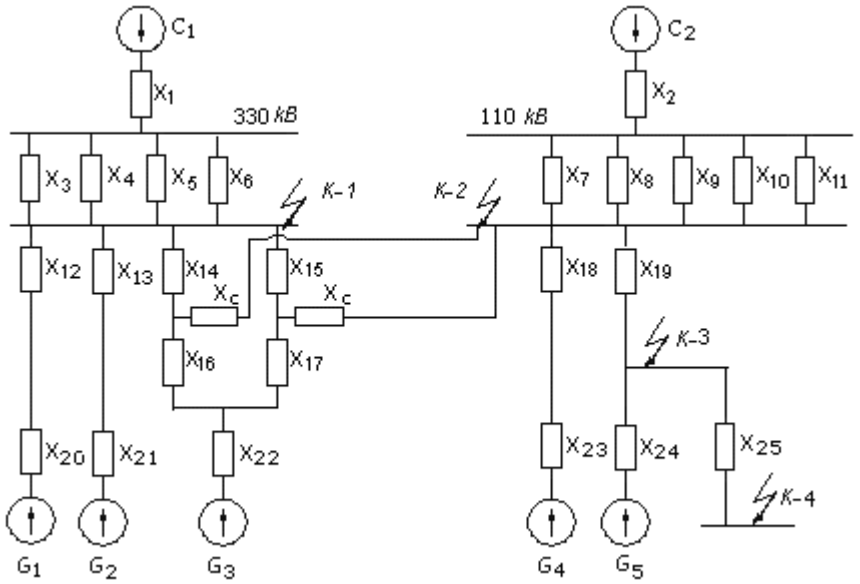


Рисунок 2 - Расчётная схема замещения

3.2. Подсчитать величину сопротивлений схемы, задавшись предварительно Sб=1000 МВ·А. (Л8 стр. 129-131).

3.3. Преобразовать схему замещения поочередно относительно точек КЗ

И подсчитать токи КЗ и тепловой импульс для всех точек КЗ, задаваясь предварительно выключателем на данное напряжение (tс.в.,tо.в.).

Примечания:

1. При определении Вк в точке КЗ на выводах генератора tоткл следует принять равным 4с., т.е. по времени резервной защиты, т.к цепи генератора особо ответственные. (учебник, стр.191.)

2. В системе собственных нужд схему сворачивают до одного сопротивления, расчет ведут с учетом действия электродвигателя (см. учебник, стр.176-181).

Задаться выключателем типа ВМПЭ-10, входящим в ячейку КРУ.

Результаты расчетов токов К.З. свести в таблицы, например:

Таблица 6 - Результаты расчета токов к.з. в точке К-1

Источники / параметры	C_1	C_2	$G_{1,2}$	G_3	$G_{4,5}$	Сумма
$I_б$, кА	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
$E''_ф$	1	1	1,13	1,13	1,13	
$X_{рез}$	0,36	1,39	0,6	2,4	1,36	
$I_{П0}$, кА	4,7	1,2	3,2	0,8	1,4	11,3
$I'_{ном}$, кА	-	-	0,88	0,44	0,88	
$\frac{I_{П0}}{I'_{ном}}$	-	-	3,6	1,8	1,6	
τ, с	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	
γ	-	-	0,94	0,98	0,98	
$I_{П\tau}$, кА	4,7	1,2	3	0,78	1,37	11
k_y	1,78	1,608	1,965	1,965	1,965	
i_y, кА	11,7	2,7	8,9	2,2	3,9	29,4
T_a, с	0,04	0,02	0,26	0,26	0,26	

$i_{a\tau}$, кА	2,6	0,3	3,7	0,9	1,6	9,1
Вк, кА^2·с	4	0,2	4	0,3	0,8	9,3
$U_{ср,\ к}$ = 340 кВ						

Затем составить сводную таблицу токов КЗ, например:

Таблица 10 - Сводная таблица токов КЗ

Точки КЗ	Источники	$I_{П0}$, кА	$I_{П\tau}$, кА	$i_{a\tau}$, кА	i_y, кА	$B_к$,кА^2·с
К-1 330 кВ	С1	4,7	4,7	2,6	11,7	4
	С2	1,2	1,2	0,3	2,7	0,2
	$G_{1,2}$	3,2	3	3,7	8,9	4
	G_3	0,78	0,78	0,9	2,2	0,3
	$G_{4,5}$	1,37	11,3	1,6	3,9	0,8
	Сумма	11,3	11	9,1	29,4	9,3
К-2 110 кВ	С1	5,9	5,9	2,2	14,8	7
	С2	8,3	8,3	0,6	18,8	12,4
	$G_{1,2}$	4	3,8	4,4	11	6,7
	G_3	5,3	4,8	5,8	13,8	11,8
	$G_{4,5}$	9,6	8,5	10,6	26,6	38,7
	Сумма	33	31,3	21	85	76,6
К-3 15,75 кВ	С1	13,4	13,4	1,9	33,6	725
	С2	19	19	0	43	1451
	G_{1-3}	19	19	18,2	52,6	1969
	G_4	11	11	9,3	30,5	515
	G_5	54,6	42,6	53,9	151,7	12908
	Сумма	117	105	81,1	311,4	16918
К-4 6,3 кВ	$С_{1,2;}$ G_1	15,2	15,2	7,3	38,1	55,4
	Д	10,2	3,8	2,5	27,3	22,9
	Сумма	25,4	19	9,8	65,4	78,3

4 **Выбор и обоснование схемы электрических соединений РУ**

Главная схема и схема с.н.. выбирается в соответствии с требованиями «Норм технологического проектирования» и выбранной структурной схемой.

Основные рекомендации:

Для РУ 110кВ и выше с числом присоединений не более четырех рекомендуется схемы треугольника, четырехугольника.

Для РУ 110-220кВ с большим числом присоединений рекомендуется схема с одной или двумя рабочими и обходной системами сборных шин.

Для РУ 330-750кВ рекомендуются схемы 3/2, 4/3.

Для РУ с.н. 6-10кВ рекомендуется одиночная секционированная система шин, число секций равно числу котлов (генераторов). Питание секций осуществляется от блоков через понижающие ТСН или реакторы, если напряжение генератора и секций С.Н. совпадает.

Примечания:

1. В РУ 110-220 кВ, выполненном по схеме «двойная система шин с обходной» при числе присоединений более 12 следует секционировать одну систему шин, при числе присоединений более 16-обе системы шин.

2 В схеме 3/2 сборные шины секционируют при числе цепочек с выключателями более 5.

Пример схемы соединений:

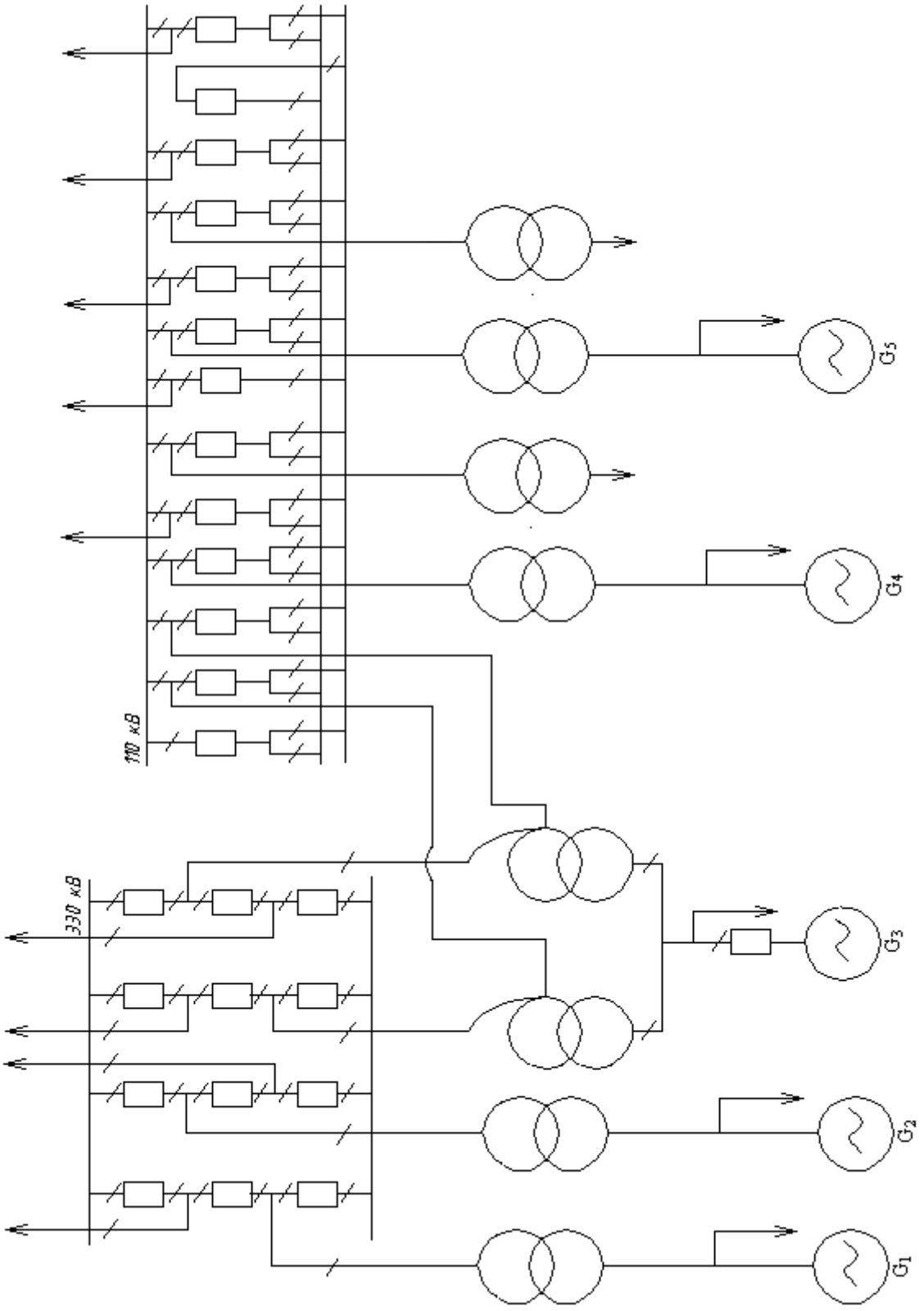


Рисунок 12 - Главная схема станции ГРЭС-1100 МВт

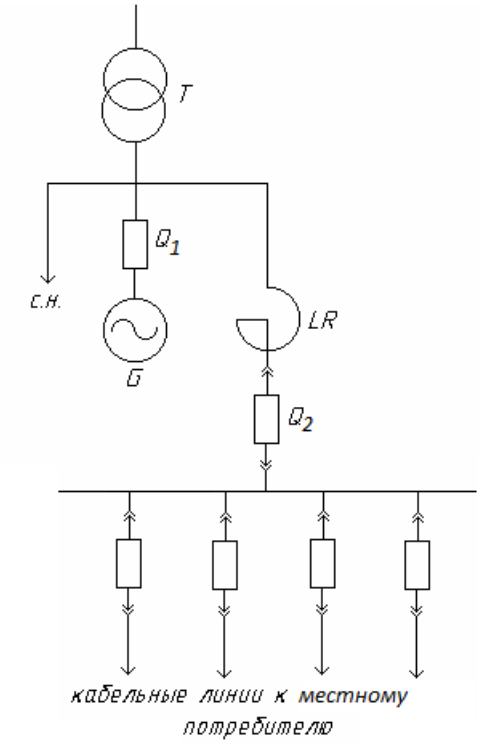
Для РУ 110-220 кВ с большим числом присоединений применяется схема с двумя рабочими и одной обходной системами шин с одним выключателем на цепь. Как правило, обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном присоединении всех присоединений, шиносоединительный выключатель QA включен. Такое распределение присоединений увеличивает надёжность схемы, так как при КЗ на шинах отключается шиносоединительный выключатель QA и только половина присоединений. Если повреждение на шинах устойчивое, то отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин. Перерыв в электроснабжения половины присоединений определяется длительностью переключений. Рассмотренная схема рекомендуется для РУ 110-220 кВ на стороне ВН и СН подстанций при числе присоединений 7-15, а так же на электростанциях при числе присоединений до 12. Данная схема позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения. Она является гибкой и достаточно надёжной.

В РУ 330-750 кВ применяется схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи. В нормальном режиме все выключатели включены, обе системы шин находятся под напряжением. Для ревизии любого выключателя отключают его и разъединители, установленные по обе стороны выключателя. Количество операций для вывода в ревизию - минимальное, разъединители служат только для отделения выключателя при ремонте, никаких оперативных переключений ими не производится. Достоинством схемы является то, что при ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе. Другим достоинством полуторной схемы является её высокая надёжность, так как все цепи остаются в работе даже при повреждении на сборных шинах.

Схема позволяет в рабочем режиме без операций разъединителями производить опробование выключателей. Ремонт шин, очистка изоляторов, ревизия шинных разъединителей производится без нарушения работы цепей (отключается соответствующий ряд шинных выключателей), все цепи продолжают работать параллельно через оставшуюся под напряжением систему шин.

5 Выбор электрооборудования и токоведущих частей

5.1 Выбор реакторов для отходящих к потребителю линий генераторного напряжения **(только для ТЭЦ !)** (см. пример 3.9. стр.204-205 учебника)



С помощью реактора LR необходимо уменьшить ток КЗ в точке К-3 до величины тока отключения выключателя Q_2 . Намечаем к установке в линиях 6-10кВ выключатель ВМПЭ - 31,5 (или аналогичный), входящий в состав ячейки КРУ. Ток отключения выключателя Iотк=31,5 кА.

Определяем номинальный ток реактора по максимальному току I_{max}, проходящему через реактор. Ток I_{max}, в А, определяется по формуле

$$I_{max} = \frac{P_{10\,max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot \cos\varphi}$$

$P_{10\ max}$-заданная нагрузка на генераторном напряжении.

$I_{отк}$ = 31,5 кА = $I_{по\ треб}$

Определим результирующее сопротивление цепи к.з. без реактора, в Ом, по формуле

$$X_{рез} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{по}}$$

Определим требуемое сопротивление цепи к.з., в Ом, для ограничения тока к.з до Iпо треб. по формуле

$$X_{рез.\ треб} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{по,треб}}$$

.Определяем сопротивление реактора, в Ом, по формуле

$$X_р = X_{рез\ треб} - X_{рез}$$

Выбираем реактор по следующим параметрам : $U_н$ = 10 кВ $I_{ном}$ = 2111 А $X_р$ = 0,116 Ом

Намечаем к установке реактор с Iном > Imax

Например, выбираем реактор РБСДГ - 10 - 2500 - 0,14. $i_{дин}$ =79 кА

Определяем $X'_{рез}$ цепи, в Ом, с учётом реактора, по формуле

$$X'_{рез} = X_{рез} + X_р$$

Определим фактическое значение $I_{по}$ за реактором, в кА, по формуле

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot X^{I}_{рез}}$$

Проверим стойкость реактора в режиме к.з.

Электродиномическая стойкость, например:

Ку = 1,965 ; $i_y = \sqrt{2}\,2 \cdot I_{по} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 27 \cdot 1{,}965 = 74{,}2$ А

$i_{дин}$ = 79 кА = i_y = 79 кА

Термическая стойкость, например:

$I_{тер}$ = 31,1 кА; $t_{тер}$ = 8 с; T_a = 0,23 с; $t_{отк}$ = 1,2 с $B_к$

$= I_{тер}^2 \cdot t_{тер} > B_{к\,расч} = Iпо^2 \cdot (t_{отк}+T_a)$

$B_к = 31{,}1^2 . 8 > B_{к\,расч} = 27^2 \cdot (1{,}2+0{,}23)$

7737 кА^{2}с > 1042,47 кА^{2}с

5.2 Выбор выключателей и разъединителей

Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН, СН, в цепи генератора. и ячеек КРУ в системе с.н.

Определяем максимальный ток, кА, по формуле

$$I_{max} = \frac{P_{н.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi \cdot 0{,}95} \qquad (8)$$

Определяем номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откном}}{100} \qquad (9)$$

Расчётные и каталожные данные выключателей и разъединителей заносим в таблицы, например:

5.2.1 На напряжение 110 кВ

Таблица 11 - Технические данные выключателей и разъединителей

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные	
		ВВБК-110Б-50	РДЗ-110/2000
$U_{уст}$=110 кВ	≤	$U_{ном}$=110 кВ	$U_{ном}$=110 кВ
I_{max}=1360 А	≤	$I_{ном}$=3150 А	$I_{ном}$=2000 А
$I_{П\tau}$=31,3 кА	≤	$I_{отк,ном}$=50 кА	
$i_{a\tau}$=21 кА	≤	$i_{a,ном}$=33,1 кА	
$I_{П0}$=33 кА	≤	$I_{дин}$=50 кА	
i_y=85 кА	≤	$i_{дин}$=128 кА	$i_{дин}$=100 кА
$B_к$=76,6 кА^2·с	≤	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$=10443 кА^2·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$=4200 кА^2·с

5.2.2 На генераторное напряжение 18 кВ

Определяем ток по формулам 8 и 9

$I_{max}=\frac{160000}{1,7318\cdot 0,85\cdot 0,95\cdot}=6363$ А $i_{а\ ном}$ = 0, т.к. β=0

Таблица 13 - Технические данные выключателей и разъединителей

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные	
		ВВГ-20-160	РВП-20-20000
$U_{уст}$=18 кВ	≤	$U_{ном}$=20 кВ	$U_{ном}$=20 кВ
I_{max}=6363 А	≤	$I_{ном}$=12500 А	$I_{ном}$=12500 А
$I_{П\tau}$=57,6 кА	≤	$I_{отк,ном}$=160 кА	
$i_{a\tau}$=42,76 кА	≤	$i_{а,ном}$=0 кА	
$\sqrt{2}\,I_{П\tau}+i_{a\tau}=\sqrt{2}\cdot 57,6+42,76=124,2$ кА	≤	$\sqrt{2}\,I_{отк.ном.}(1+\frac{\beta_н}{100})=\sqrt{2}\cdot 160=225,6$ кА	
$I_{П0}$=65,62 кА	≤	$I_{дин}$=160 кА	
$i_у$=176,8 кА	≤	$i_{дин}$=440 кА	$i_{дин}$=490 кА
$B_к$=17224 кА^2·с	≤	$I_{тер}^2\cdot t_{тер}$=102400кА^2·с	$I_{тер}^2\cdot t_{тер}$=129600кА^2·с

5.2.3 Выбор ячеек КРУ в системе собственных нужд

Определяем максимальный ток I_{max}, в А, по формуле

$$I_{max}=\frac{S_{тсн}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}, \qquad (10)$$

где $S_{тсн}$ номинальная мощность трансформатора собственных нужд, например: $I_{max}=\frac{16000}{1,736,3}=1468$ А

Для трансформатора с.н. с расщепленной обмоткой НН $S_{тсн}$ делится на 2:

$$I_{max}=\frac{S_{тсн}}{2\cdot\sqrt{3}\cdot U_{ном}},$$

Расчётные и каталожные данные ячеек КРУ (Л.5 с.400)заносим таблицу

Таблица 13 - Технические данные ячеек КРУ

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		К-XXVI
$U_{уст}$=6,3 кВ	≤	$U_{ном}$=6 кВ
I_{max}=1468 А	≤	$I_{ном}$=1600 А
$I_{П\tau}$=19 кА	≤	$I_{отк,ном}$=31,5 кА
$i_у$=65,4 кА	≤	$i_{дин}$=80 кА
Выключатель	⟶	ВМПЭ-10-1600-31,5

Рекомендуемые ячейки КРУ: К-XXI - К-XXVI.

5.3 Выбор токоведущих частей

5.3.1 Выбор экранированного токопровода в цепи генератора (выбирается по типу генератора, Л5. стр.420)

Максимальный ток определен при выборе генераторного выключатля по формуле 8

Расчётные и каталожные данные токопровода заносим таблицу, например

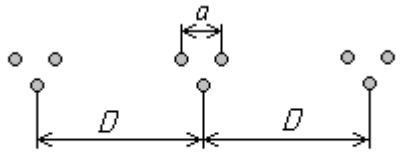
Таблица 15 - Технические данные токопровода

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		ТЭН-220У1
$U_{уст}$=15,75 кВ	≤	$U_{ном}$=20 кВ
I_{max}=9499 А	≤	$I_{ном}$=10000 А
$i_у$=311,4 кА	≤	$i_{дин}$=420 кА
трансформатор тока	⟶	ТШЛ-20Б-10000/5
трансформатор напряжения	⟶	ЗНОМ-20

5.3.2, 5.3.3 Выбор гибких шин в РУ ВН и СН (Л8 стр. 237-239)

Примечание:

При U ≥330 кВ следует выбирать расщепленный провод в фазе, чтобы не было коронирования



расположение фаз с расщепленным проводом

Сечение сборных шин принимается по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения.

Например: на напряжение 330 кВ

Принимаем сечение сборных шин по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах. Определяем наибольший ток нормального режима по формуле

$$I_{норм}=\frac{S_{номг}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}$$

$I_{норм}=\frac{259000}{1,73\cdot 330}$ =454 А

$I_{max}=I_{норм}$=454 А

Принимаем 2 провода в фазе, 2хАС-400/64, q=400 мм^2, d=27,7 мм, $I_{доп}$=860 А

I_{max}=454 А < $I_{доп}$=2·860=1720 кА

Проверка на схлёстывание не производится, т.к. $I_{П0}^{(3)}$=11,3кА < 20кА. Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования:

Определяем начальную критическую напряжённость E_0, кВ/см, по формуле

$$E_0=30,3\cdot т\cdot(1+\frac{0,299}{\sqrt{r_0}})$$

где т- коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов т=0,82)

r_0- радиус провода, см

$E_0=30,3\cdot 0,82\cdot(1+\frac{0,299}{\sqrt{1,385}})$=31,16 кВ/см

Определяем напряжённость вокруг провода Е, кВ/см, по формуле

$$E=k\cdot\frac{0,354\cdot U}{n\cdot r_0\cdot \lg\frac{D_{ср}}{r_{эк}}}$$

где U- линейное напряжение (U=1,1·$U_{ном}$=1,1·330=363 кВ)

$D_{ср}$- среднее геометрическое расстояние между проводами фаз ($D_{ср}$=1,26·D=1,26·450=567 см)

k- коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе определяется по формуле

$$k=,1+2\cdot\frac{r_0}{a}$$

где a - расстояние между проводами в расщепленной фазе, см

$k=1+2\frac{1,385}{40}=1,07$

$r_{эк}$- эквивалентный радиус, см, определяется по формуле

$$r_{эк}=\sqrt{r_0\cdot a}$$

$r_{эк}=\sqrt{1,385\cdot 40}=7,4$ см

$E=1,07\cdot\frac{0,354\cdot 363}{2\cdot 1,385\cdot \lg\frac{567}{7,4}}=26,3$ кВ/см

Условия проверки $1,07\cdot E \le 0,9E_0$

$1,07\cdot 26,3=27,93 < 0,9\cdot 31,16=28,04$

Провод 2хАС-400/64 проходит по условию короны.

Выбор токоведущих частей от выводов 330 кВ блочного автотрансформатора до сборных шин

Токоведущие части от выводов блочного автотрансформатора до сборных шин выполняются гибкими проводами.

Определяем сечение по экономической плотности тока, $J_э$=1 А/мм^2, по формуле

$$g_э=\frac{I_{норм}}{J_э}$$

$g_э=\frac{454}{1}=454$мм^2

Принимаем 2 провода АС-400/64, $I_{доп}$=2·860 А, q=2·400 мм^2

I_{max}=453,6 А<$I_{доп}$=1720 А

5.2.4 Выбор жёстких шин в РУ собственных нужд (Л8 стр. 230)

<u>Сделано 2 варианта: однополосные и двухполосные – необходимо выбрать</u>

Iвар.

Расчётный ток продолжительных режимов $I_{норм,}$ в А, определен по формуле 10

$I_{норм}$=1481 А

$I_{max}=1,35\cdot I_{норм}=1,35\cdot 1481=1999,35$ А

Принимаем алюминиевые однополосные шины (120х10) мм^2;
$I_{доп}$=2070 А
По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:
I_{max}=1999,35 А < $I_{доп}$=2070 А

Проверяем шины на термическую стойкость по формуле

$$q_{min}=\frac{\sqrt{B_к}}{C},$$

где С-функция, в $\frac{A\cdot c^{\frac{1}{2}}}{мм^2}$, определяется в зависимости от материала шин

$q_{min}=\frac{\sqrt{78,3\cdot 10^6}}{91}$ =97,2мм^2, что меньше принятого сечения q=2х(120х10)

Проверяем шины на механическую прочность

Принимаем величину пролета пролёт l=1,2м, расстояние между фазами а=0,8 м.

Определим наибольшее удельное усилие при 3-х фазном к.з. F^3, в Н, по формуле

$$f = \sqrt{3}\cdot 10^{-7}\cdot \frac{i_{уд}^2}{a}$$

$f = \sqrt{3}\cdot 10^{-7}\cdot \frac{65400^2}{0,8}$ = 926 Н

Изгибающий момент равен:

$M=\frac{f\cdot l^2}{10}=\frac{926\cdot 1.2^2}{10}$ = 133,34 Н·м

Определим напряжение в материале шин, возникшее при воздействии изгибающего момента $\sigma_{расч,}$ в Мпа, по формуле

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W},$$

где $W = \frac{bh^2}{6}=\frac{1\cdot 12^2}{6}$ = 24мм^2- момент сопротивления

$\sigma_{расч} = \frac{133,34}{24}$ =5,6 МПа

Условие проверки:

$\sigma_{расч}$ =5,6 Мпа < $\sigma_{доп}$=40 МПа

Шины механически прочны.

Выбор опорных изоляторов

Выбираем изоляторы ОФ-10-375 УЗ
Проверка изоляторов по номинальному напряжению

$$U_{уст} \le U_{ном},,$$

где $U_{ном}$- номинальное напряжение изоляторов, в кВ

6,3 кВ = 6,3 кВ

Проверка изоляторов по допустимой нагрузке

Определяем допустимую нагрузку на изоляторы $F_{доп}$, в Н по формуле

$$F_{доп} = 0,6F_{разр,}$$

где $F_{разр}$- нормально разрешенная нагрузка на изоляторы, в Н

$F_{доп}=0,6\cdot3750=2250$ Н

Определяем расчётную нагрузку на изоляторы $F_{расч}$, в Н, по формуле

$$F_{расч}= 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^{\ 2}}{a} l$$

$$F_{расч}= 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{(65,4 \cdot 10^3)^2}{0.8} 1,2 = 555,6 \text{ Н}$$

Условие проверки изоляторов по допустимой нагрузке

$F_{расч} \leq F_{доп}$

555,6 Н < 2250 Н

Изоляторы ОФ-10-375 УЗ проходят по напряжению и по допустимой нагрузке

II вар.

Выбор жёстких шин в РУ собственных нужд

Расчётный ток продолжительных режимов $I_{норм,}$ в А, определен по формуле 10

$I_{норм}=1730$ А

$I_{max}=1,35\cdot I_{норм}=1,35\cdot1730=2335,5$ А

Выбираем двухполосные алюминиевые шины сечением 2(120х10) мм^2,

$I_{доп\ ном}$ = 3200 А

По условиям нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$I_{max} < I_{доп}$ 2335,5 А < 3200 А

Проверяем шины на термическую стойкость

Определяем минимальное сечение по условиям термической стойкости ,$q_{тер}$ в мм^2 ,по формуле

$$q_{тер} = \frac{\sqrt{Bк}}{c}$$

$$q_{тер} = \frac{\sqrt{105 \cdot 10^6}}{91} = 112,6 \text{ мм}^2$$

Условие проверки на термическую стойкость

$$q_{тер} \leq q_{доп}$$

112,6 мм^2 < 2·(120·10)=2400 мм^2

Проверяем шины на механическую прочность

Определяем длину пролета между изоляторами при условии что частота собственных колебаний шин будет больше 200 Гц ,l в м ,по формуле

$$l^2 \le \frac{173,2}{200}\sqrt{\frac{J}{q}}$$

где J - момент инерции

Если шины расположены на ребро, то

$$J = 0.72 \cdot в^3 \cdot h$$

$J = 0.72 \cdot 1^3 \cdot 12 = 8,64$ см^4

$l^2 \le \frac{173.2}{200}\sqrt{\frac{8,64}{12 \cdot 1 \cdot 2}} = 0.52$ м^2

$l = \sqrt{0.52} = 0.72$ м

Если шины расположены плашмя, то

$$J = 0.72 \cdot \frac{в \cdot h^3}{6}$$

$J = 0.72 \cdot \frac{1 \cdot 12^3}{6} = 207,4$ см^4

$l^2 \le \frac{173.2}{200}\sqrt{\frac{207,4}{2 \cdot 1 \cdot 12}} = 2,5$ мм^2

$l = \sqrt{2,5} = 1.6$ м

Принимаем расположение пакета шин плашмя, т.к. получается экономия изоляторов. Пролет - 1,6 м, расстояние между фазами а = 0.8 м

Определяем расстояние между прокладками ,ln в м ,по формуле

$$l_n \le 0.216 \cdot \sqrt{\frac{a_n}{i_{ó}}}\sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{\hat{E}_{ô}}}$$

где $a_n = 2 \cdot в = 2 \cdot 1 = 2$ см

$E = 7 \cdot 10^{10}$ Па

$J_n = \frac{h \cdot в^3}{12} = \frac{12 \cdot 1^3}{12} = 1$ см^4

Кф = 0,35

$l_n \le 0.216 \cdot \sqrt{\frac{2}{66200}}\sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1}{0,35}} = 0,67$ м

$$l_n \le 0.133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} \cdot 10^{-2}$$

где $m_n = 2.7 \cdot 10^{-3} \cdot 12 \cdot 1 \cdot 100 = 3,24$ кг/м

$l_n \le 0.133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1}{3,24}} \cdot 10^{-2} = 0.51$ м

Принимаем расстояние между прокладками по меньшему значению

$l_n = 0,51$ м

Определяем число прокладок в пролете ,n ,по формуле

$$n = \frac{l}{l_n} - 1$$

$n = \frac{1,6}{0.51} - 1 = 2,1$

Принимаем число прокладок n = 2

Определяем расчетный пролет при двух прокладках ,ln в м ,по формуле

$$l_n = \frac{l}{n+1}$$

$l_n = \frac{1,6}{2+1} = 0.53$ м

Определяем силу взаимодействия между полосами ,f_n в Н/м ,по формуле

$$f_n = \frac{K_ф \cdot i_y^2}{4 \cdot в} \cdot 10^{-7}$$

где в = 10 мм = 0.01 м

$f_n = \frac{0,35 \cdot 66200^2}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-7} = 3835$ Н/м

Определяем напряженность в материале шин ,Gn в МПа ,по формуле

$$G_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n},$$

где $W_n = \frac{в^2 \cdot h}{6} = \frac{1^2 \cdot 12}{6} = 2$ см^3

$G_n = \frac{3835 \cdot 0,53^2}{12 \cdot 2} = 44,9$ МПа

Определяем напряженность в материале шин от взаимодействия фаз ,$G_ф$
в МПа ,по формуле

$$G_ф = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_ф},$$

где $W_ф = \frac{в \cdot h^2}{3} = \frac{1 \cdot 12^2}{3} = 48$ см^3

$G_ф = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{1,6^2 \cdot 66200^2}{0,8 \cdot 48} = 5,05$ МПа

Определяем расчетную напряженность в материале шин ,$G_{расч}$ в МПа ,
по формуле

$$G_{расч} = G_ф + G_n$$

$G_{расч} = 5,05+44,9 = 50,4$ МПа

Условие проверки на допустимую напряженность в материале шин

$$G_{расч} \leq G_{доп}$$

50,4 МПа $\leq$ 75 Мпа

Шины механически прочны

Выбор опорных изоляторов

Выбираем изоляторы ОФ-10-375 УЗ
Проверка изоляторов по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

где $U_{ном}$- номинальное напряжение изоляторов, в кВ
10 кВ = 10 кВ

Проверка изоляторов по допустимой нагрузке

Определяем допустимую нагрузку на изоляторы $F_{доп}$, в Н по формуле

$$F_{доп} = 0{,}6F_{разр}, \quad (66)$$

где $F_{разр}$- нормально разрешенная нагрузка на изоляторы, в Н
$F_{доп}=0{,}6\cdot3750=2250$ Н

Определяем расчётную нагрузку на изоляторы $F_{расч}$, в Н, по формуле

$$F_{расч}= 0{,}5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^{\,2}}{a} l \quad (67)$$

$$F_{расч}= 0{,}5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{(66{,}2 \cdot 10^3)^2}{0.8} 1{,}6 = 758 \text{ Н}$$

Условие проверки изоляторов по допустимой нагрузке
$F_{расч} \leq F_{доп}$

758 Н $<$ 2250 Н

Изоляторы ОФ-10-375 УЗ проходят по напряжению и по допустимой нагрузке

5.4 Выбор измерительных трансформаторов

(измерительные трансформаторы выбираются для тех напряжений, где точки К.З. В цепи генератора следует проверять те изм. трансформаторы, которые встроены в экранированный токопровод)

Например:

5.4.1 Выбор трансформаторов тока в ЛЭП 330 кВ

Принимаем трансформатор тока ТФУМ-330-У1; $I_{2ном}$=1А; $S_{2ном}$=30 ВА.
Проверим трансформатор тока по вторичной нагрузке

Таблица 16 - Вторичная нагрузка трансформатора тока.

Прибор	Тип	Нагрузка в фазах, 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
Счётчик активной энергии	СЭТ-4ТМ.02	0,3	-	0,3
Датчик активной энергии	Е-829	1,0	-	1,0
Датчик реактив-ной энергии	Е-830	1,0	-	1,0
Итого		3,8	0,5	3,8

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С

Определяем общее сопротивление приборов $r_{приб,}$ в Ом, по формуле

$$r_{приб}=\frac{S_{приб}}{I_{2нно}^2}, \quad (11)$$

где $S_{приб}$-мощность, потребляемая приборами;

$I_{2ном}$-вторичный номинальный ток трансформатора.

$r_{приб}=\frac{3,8}{1^2}=3,8$ Ом

Определяем номинальную допустимую нагрузку трансформатора тока в выбранном классе точности $Z_{2\ ном,}$ в Ом, по формуле

$$Z_{2\ ном}=\frac{S_{2ном}}{I_{2ном}}, \quad (12)$$

где $S_{2ном}$-нагрузка вторичной обмотки

$Z_{2\ ном}=\frac{30}{1^2}=30$ Ом

Определяем допустимое сопротивление проводов $r_{пр,}$ в Ом, по формуле

$$r_{пр}=Z_{2\ ном}-r_{приб}-r_{к,} \quad (13)$$

где $r_к$-сопротивление контактов, принимаем равным 0,1 Ом

$r_{пр}=30-38-0,1=26,1$ Ом

Определяем сечение соединительных проводов q, в мм^2, по формуле

$$q=\frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} \quad (14)$$

где ρ-удельное сопротивление материала провода(с медными жилами), ρ=0,0175 $\frac{Ом \cdot мм^2}{м}$

$l_{расч}$-расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока ($l_{расч}$=150 м)

$q=\frac{0,0175 \cdot 150}{26,1}=0,1$ мм^2

Выбираем контрольный кабель КВВГ $q_{каб}$=2,5 мм^2.

Определяем действительное сопротивление проводов $r_{пр}$, в Ом, по формуле

$$r_{пр}=\frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{каб}} \quad (15)$$

$r_{пр}=\frac{0,0175 \cdot 150}{2,5}=1,05$ Ом

Определяем вторичную нагрузку трансформатора r_2, в Ом, по формуле

$$r_2=r_{приб}+r_{пр}+r_к \quad (16)$$

r_2=3,8+1,05+0,1=4,95 Ом

Расчётные и каталожные данные трансформатора тока записываем в таблицу

Таблица 17 - Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		ТФУМ-330-У1
$U_{уст}$=330 кВ	≤	$U_{ном}$=330 кВ
I_{max}=454 А	≤	$I_{ном}$=1000 А
$i_у$=29,4 кА	≤	$i_{дин}$=160 кА
$B_к$=9,3 кА^2·с	≤	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=68^2 \cdot 1=3969$ кА^2·с
r_2=4,95 Ом	≤	$Z_{2ном}$=30 Ом
схема соединения вт.обм.	⟶	0,5/10Р/10Р/10Р
класс точности	⟶	0,5

5.4.2 Выбор трансформаторов напряжения на сборных шинах 330кВ.

Принимаем трансформатор напряжения НКФ-330-73, $S_{2ном}$=400 В·А; класс точности 0,5.

. Проверим трансформатор по вторичной нагрузке

Таблица 19 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S, В·А одной обм.	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	S общая	
							P, Вт	Q, В·А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Частотомер регистрирующий	Н-397	7	1	1	0	1	7	-
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	0	1	10	-
Частотомер	Э-362	1	-	1	0	2	2	-
Итого							21	

Определяем нагрузку трансформатора напряжения по формуле

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (17)$$

$S_{2\Sigma} = \sqrt{21^2 + 0^2} = 21$ В·А

$S_{2\Sigma} = 21$ В·А $< S_{2ном} = 3 \cdot 400 = 1200$ В·А

Трансформатор напряжения будет работать в своем классе точности

5.4.3 Выбор трансформаторов тока в цепи генератора

Принимаем трансформатор тока ТШЛ-20Б-10000/5; $Z_{2\,ном} = 1{,}2$ Ом, класс точности 0,5

Проверим трансформатор тока по вторичной нагрузке

Таблица 23 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка в фазах, В·А		
		A	B	C
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5

Счётчик активной энергии	СЭТ-4ТМ.02	0,3	-	0,3
Датчик активной мощности	Е-829	1	-	1
Датчик реактив-ной мощности	Е-830	1	-	1
Амперметр реги-стрирующий	Н-393	-	10	-
Ваттметр реги-стрирующий	Н-395	10	-	10
Ваттметр (щит турбины)	Д-335	0,5	-	0,5
Итого		14,3	10,5	14,3

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С

Определяем общее сопротивление приборов по формуле 11

$r_{приб}=\frac{14,3}{5^2}=0,57$ Ом

Определяем допустимое сопротивление проводов по формуле 13

$r_{пр}=1,2-0,57-0,1=0,53$ Ом

Определяем сечение соединительных проводов по формуле 14

$q=\frac{0,0175\ \ 40}{0,53}=1,32$ мм^2

Выбираем контрольный кабель КВВГ $q_{каб}=2,5$ мм^2.

Определяем действительное сопротивление проводов по формуле 15

$r_{пр}=\frac{0,0175\cdot 40}{2,5}=0,28$ Ом

Определяем вторичную нагрузку по формуле 16

$r_2=0,53+0,28+0,1=0,91$ Ом

Расчётные и каталожные данные трансформатора тока записываем в таблицу

Таблица 24 - Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		ТШЛ-20Б-12000/5
$U_{уст}=20$ кВ	≤	$U_{ном}=20$ кВ
$I_{max}=10737,5$ А	≤	$I_{ном}=12000$ А
$i_y=194,36$ кА	≤	$i_{дин}=380$ кА
$B_к=7617,83$ кА^2·с	≤	$I_{тер}^2\cdot t_{тер}=28400$ кА^2·с

r_2=0,94 Ом	≤	$Z_{2ном}$=1,2 Ом
схема соединения вт.обм.	⟶	0,5/10Р
класс точности	⟶	0,5

5.4.4 Выбор трансформаторов напряжения в цепи генератора

Принимаем трансформатор напряжения ЗНОМ-20; $S_{2ном}$=75 В·А
Проверим трансформатор по вторичной нагрузке

Таблица 25 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S, В·А одной обм.	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	S общая	
							P, Вт	Q, В·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	1	0	1	10	-
Частотомер	Э-362	1	1	1	0	2	2	-
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реативной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Ваттметр регистрирующий	Н-395	10	2	1	0	1	20	-
Счётчик активной энергии	СЭТ-4М.02	*1*	*2*	0,38	0,925	1	2	4,87
Итого							65	4,87

Определяем нагрузку трансформатора напряжения по формуле 17

$S_{2\Sigma}=\sqrt{65^2+4{,}87^2}$ =65,2 В·А

$S_{2\Sigma}$=67,7 В·А<$S_{2ном}$=3·75=225 В·А

Трансформатор напряжения будет работать в своем классе точности.

6 **Выбор способа синхронизации**

Включение генератора на параллельную работу может быть выполнено методом точной синхронизации или самосинхронизации.

Для включения генератора методом точной синхронизации без броска тока в статоре и без резкого изменения вращающего момента ротора должны быть соблюдены три условия:

- равенство значений напряжений генератора и сети;
- совпадение этих напряжений по фазе;
- равенство частот генератора и сети.

Точная синхронизация проводится при помощи автоматического синхронизатора, а в том случае, где его нет – вручную. Схема ручной синхронизации выполняется блокировкой от несинхронного включения, разрешающей включение генератора только при допустимой разности частот вращения и угле расхождения между фазами напряжений генератора и сети. Ручная синхронизация при отключенной блокировке от несинхронного включения запрещается.

Синхронизация генераторов методом точной синхронизации является весьма ответственной операцией, требующей от обслуживающего персонала соответствующей квалификации и опыта работы. Поэтому на данной станции нужен автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения УБАС.

По способу самосинхронизации генератор включается в сеть без возбуждения при частоте вращения, близкой к синхронной (скольжение ±2%), после чего включается АГП, генератор возбуждается и в течение 1-2 секунд втягивается в синхронизм. Регулировочный реостат перед включением генератора должен быть установлен в положение ХХ. Во избежание пробоя изоляции обмотки ротора из-за появления перенапряжений она должна быть замкнута до включения АГП на резистор самосинхронизации

При включении методом самосинхронизации применяют устройство полуавтоматической самосинхронизации.

Преимуществом метода самосинхронизации является: значительное упрощение операций включения, быстрое включение машины в сеть, что особенно важно при аварии в системе.

В аварийных условиях, когда напряжение и частота в сети могут сильно колебаться, операция по включению генератора способом точной синхронизации может затянуться на продолжительное время или сопровождаться включением с большим углом расхождения векторных напряжений генератора и сети. В этих условиях турбогенераторы мощностью до 200 МВт включительно и гидрогенераторы мощностью до 500 МВт включительно разрешается включать на параллельную работу методом самосинхронизации. Генераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность симметричной составляющей тока самосинхронизации к номинальному току не превышает 3.0

Выбираем способ точной синхронизации.

7 **Расчёт дифференциальной защиты трансформатора**

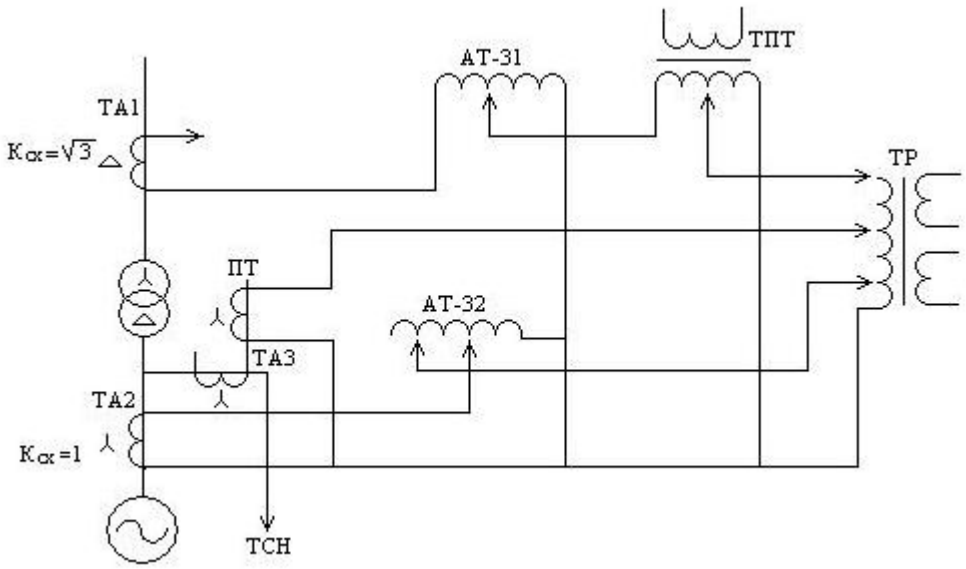


Рисунок 13 - Схема токовых цепей дифзащиты трансформатора

Данные для расчета, например:

Тип трансформатора-ТДЦ

$S_н$=200 МВА

Uвн =347 кВ

Uнн =18 кВ

$K_{I\,1}$ =1000/1=1000

$K_{I\,2}$ =8000/5=1600

$K_{I\,3}$ =1500/5=300

$I_{к\,max}$=1,12 кА=1120 А

$I_{к\ min}$=960 А

Далее - расчет по методичке.

$I_{к\ мах}$ – ток от данного генератора в точке КЗ на стороне ВН или СН.

8 **Выбор типов защит для всех элементов схемы**

Основные защиты, применяемые на блоках с генераторами:

Защита от замыканий на землю в обмотке статора

Для генераторов мощностью 160 Мвт и более применяется защита типа 3ЗГ-1. Она состоит из органа напряжения нулевой последовательности первой гармоники и органа третьей гармоники. Орган первой гармоники представляет собой максимальное реле напряжения с фильтром высших гармоник, пропускающих только напряжение первой гармоники; защищает большую часть витков обмотки статора генератора со стороны линейных выводов. Органом третьей гармоники является реле напряжения с торможением, защищающего часть обмотки статора, примыкающую к нейтрали, и саму нейтраль.

Поперечная дифференциальная защита генератора

Поперечная дифференциальная защита генератора включается на трансформатор тока установленный в перемычке, соединяющей две нейтрали ветвей обмотки статора. Защита реагирует на замыкания между витками одной ветви, между ветвями одной фазы и между ветвями разных фаз. Защита выполняется на реле типа РТ-40/Ф с фильтром высших гармоник.

Продольная дифференциальная защита генератора

Защита выполняется на реле типа ДЗТ-11/5, имеющего рабочую обмотку (144 витка) с одним ответвлением посередине. Защита имеет трехфазное исполнение. Тормозная обмотка имеет дискретное регулирование числа витков, общее число витков 36. Тормозная обмотка включается во вторичную цепь трансформатора тока со стороны линейных выводов генератора.

Резервная дистанционная защита

Дистанционная защита выполнена на реле типа КРС-2 с использованием реле сопротивления. Реле включается в токовые цепи через трансреактор 1ТР , в цепи напряжения реле включается во вторичную обмотку трансформатор напряжения ТН, соединенную в звезду.

Токовая защита обратной последовательности

Токовая защита обратной последовательности выполнена на устройстве типа РТФ-6М. Устройство содержит фильтр тока обратной последовательности (ФТОП), орган с интегральной зависимой характеристикой выдержки времени, два органа, не имеющие выдержки времени (отсечки) и сигнальный орган. ФТОП присоединяется к трансформаторам тока, установленным со стороны нейтрали, чем обеспечивается действие защиты при внутренних несимметричных КЗ.

Защита от потери возбуждения

Защита от потери возбуждения выполнена с помощью направленного реле сопротивления типа КРС-2, реагирующего на изменение сопротивления на выводах генератора. В нормальном режиме работы вектор полного сопротивления на выводах генератора находится в 1 квадранте комплексной плоскости сопротивлений. При потере возбуждения генератор потребляет из сети значительную реактивную мощность и продолжает нести активную нагрузку, указанный вектор полного сопротивления перемещается в IV квадрант. Для выявления потери возбуждения во всем диапазоне нагрузок генератора реле сопротивления должно надежно охватывать область в IV квадранте от X_d до $0,5X_d$

Защита ротора от перегрузки обмотки ротора током возбуждения

На турбогенераторах мощностью 160МВт и более применяется устройство защиты типа РЗР-1М.

Устройство защиты типа РЗР-1М выполняется с двумя ступенями действия :

- первой, действующей на развозбуждение генератора,
- второй, действующей на отключение его от сети и на гашение поля.

Выдержка времени первой ступени меньше выдержки времени второй ступени примерно на 20%.

Ток ротора подается в защиту от датчика тока, в качестве которого при тиристорном и высокочастотном возбуждении используется трансформатор постоянного тока (ТПТ), а при бесщеточном возбуждении – индукционный короткозамкнутый датчик тока ИКДТ.

Сигнализация симметричной перегрузки генератора

Защита выполняется с помощью токового реле типа РТВК, включенного на ток одной фазы, и действует на сигнал с выдержкой времени 6-8 сек.

В настоящее время для защиты от перегрузки применяется реле типа РТВК с диапазоном уставок 3,68 - 14А, имеющее $K_{возврата}$=0,99.

Сигнализация перегрузки действует при токе нагрузки, равном 1,06 $I_{ном}$. Реле РТВК выполнено на полупроводниковых элементах с использованием транзисторов, диодов, стабилитронов и интегрального усилителя. Его отличительной особенностью является отсутствие специального блока питания (к реле подводится только ток от трансформаторов тока). Однако при этом из-за сложности схемы реле РТВК довольно громоздкое (150х200х183 мм) и его масса составляет около 5кг.

Защита от повышения напряжения

Устанавливается на всех энергоблоках с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более. Выполняется на максимальном реле напряжения РН-58/200, имеющем коэффициент возврата >0,85. Уставка на реле напряжения принимается $U_{сз} = 1,2U_{ном}$.

Защита не имеет выдержки времени и может действовать только на холостом ходу генератора (на гашение поля). При работе блока на нагрузку она автоматически выводится из действия с помощью трехфазных токовых реле, размыкающих свои контакты при появлении тока и устанавливаемых для использования в схемах УРОВ с целью контроля тока в выключателях (реле тока 1РТ-4РТ).

Защита от замыканий на землю в цепи возбуждения генератора

Для сигнализации возникновения замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения турбогенераторов с тиристорной и высокочастотной системами возбуждения применяется защита типа КЗР-3, выполняемая с наложением на цепь возбуждения переменного тока частотой 25 Гц. Источником наложенного тока является магнитный делитель частоты МДЧ получающий питание переменным током 50Гц напряжением 220 В от сети собственных нужд. Переменный ток 25 Гц подается на землю (на вал генератора) и на обмотку ротора ОВГ через вспомогательное устройство. Защита реагирует на изменение сопротивления изоляции цепей возбуждения. Уставки срабатывания защиты: 5 кОм, 2,5 кОм. Первый сигнал указывает на необходимость перевода генератора на резервное возбуждение для уточнения местонахождения участка со сниженным сопротивлением изоляции, а второй (при более низком уровне изоляции) указывает на необходимость немедленного отключения генератора , если сопротивление изоляции после перехода на резервное возбуждение ниже допустимого.

Дифференциальная защита трансформатора блока

Дифференциальная защита на трансформаторах блока применяется в качестве основной защиты от всех видов КЗ выполняется на реле типа ДЗТ-21 Обладает высокой чувствительностью Iсз=0,3 Iном. Время срабатывания защиты ДЗТ-21 не более 0,04 с. В рабочую цепь включена дифференциальная отсечка на реле РТ-40. Отсечка имеет две уставки по току:
6 Iном и 9 Iном.

Газовая защита трансформатора

Газовая защита реагирует на газообразование внутри бака трансформатора, возникающее в результате разложения масла или разрушения изоляции под действием значительных повышений температуры.

Выделяющиеся в трансформаторе газы поступают в газовое реле, врезанное в маслопровод между трансформатором и расширителем.

Газовое реле содержит два элемента - сигнальный и отключающий. Сигнальный элемент срабатывает при повреждениях, сопровождающихся слабым газообразованием после накопления определенного объема газа в реле.

При значительном повреждении, вызывающем бурное выделение газа, повышается давление внутри бака и создается переток масла в сторону расширителя, воздействующий на отключающий элемент. Последний срабатывает при превышении заданной скорости потока масла. Газовая защита обладает высокой чувствительностью и в ряде случаев выявляет повреждения в начальной стадии их развития. На некоторые виды опасных повреждений (например, на пожар в стали сердечника трансформатора, на замыкания малого числа витков обмоток, на некоторые неисправности переключателя ответвлений) реагирует только газовая защита, тогда как другие защиты при этом не приходят в действие. По указанным причинам газовая защита получила широкое распространение, и ей применение на мощных трансформаторах и автотрансформаторах обязательно. Выполняется газовая защита на газовых реле типа РГТ-50, РГТ-80 или BF-80/Q.

Защита от однофазных КЗ на стороне ВН блока

Токовая защита нулевой последовательности на трансформаторах блоков выполняется с помощью двух токовых реле 1РТ, 2РТ типа РТ-40, включенных на ток нейтрали трансформатора блока. Реле 1РТ предназначено для резервирования защит от КЗ на землю смежных элементов сети ВН. С помощью реле 2РТ осуществляется деление шин ВН и ускорения ликвидации неполнофазных режимов.

Дифференциальная защита ошиновки

Дифференциальная защита ошиновки на стороне ВН применяется на блоках, присоединенных к схеме ОРУ 3/2, 4/3 или многоугольника. При наличии резервной дифференциальной блока (на АЭС) защита ошиновки выполняется без торможения (на реле РНТ-565 или РНТ-566) а при отсутствии резервной диф. защиты - с торможением на реле ДЗТ-11/4. Защита ошиновки присоединяется к трансформаторам тока в цепи каждого выключателя блока на стороне ВН и к трансформаторам тока блока..

Контроль изоляции вводов

Устройство контроля изоляции вводов трансформатора КИВ-500Р включается на емкостной ток нулевой последовательности в цепи обкладок трех вводов с бумажно-масляной изоляцией, КИВ-500Р реагирует на первую гармонику суммы емкостных токов вводов всех трех фаз..

При частичном пробое изоляции ввода или возрастании активного тока утечки в связи с развитием повреждения ток в цепи КИВ увеличивается и вызывает срабатывание устройства.

Резервная дифференциальная защита

При наличии резервной дифференциальной блока (на АЭС) защита ошиновки выполняется без торможения (на реле РНТ-565 или РНТ-566) а при отсутствии резервной диф. защиты - с торможением на реле ДЗТ-11/4. Защита ошиновки присоединяется к трансформаторам тока в цепи каждого выключателя блока на стороне ВН и к трансформаторам тока.

9 Расчёт заземляющего устройства ОРУ-330 (110, 220, 500, 750) кВ

Данные для расчета, например:

q=24 м - ширина ячейки ОРУ-330 кВ;

B'=157,4 - длина ячейки ОРУ-330 кВ;

n=4 - число ячеек ОРУ-330 кВ; (к-во ячеек подсчитывается по схеме соединений)

I_3=7,7 кА

$\tau=t_{р.з.}+t_{о.в.}$; $t_{о.в.}$=0,04 с; $t_{р.з.}$=0,12с , τ= 0,16 с-длительность воздействия тока на человека;

R_e=1,2 Ом - сопротивление естественных заземлителей

ρ_1=1500 Ом·м - удельное сопротивление верхнего слоя земли

ρ_2=150 Ом·м - удельное сопротивление нижнего слоя земли
h_1=2 м - толщина верхнего слоя
t=0,7 м- глубина заземления полос сетки
$l_в$=5 м- длина вертикальных заземлителей

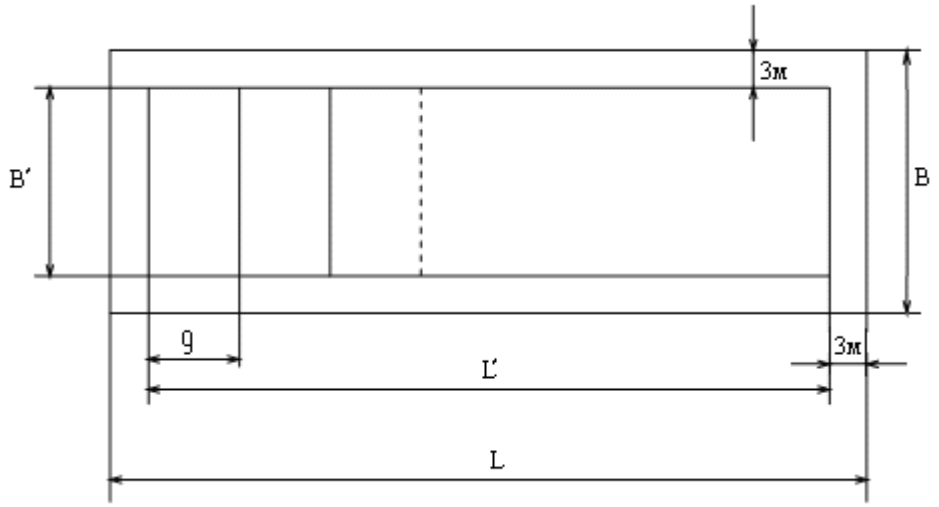


Рисунок 15 - План заземляющего устройства ОРУ-330 кВ

Далее – расчет по методичке

10 **Описание конструкции ОРУ-330, 500 кВ**

Для схемы с полутора выключателями на цепь широко применяется компоновка с трехрядной установкой выключателей.

Коммутационное оборудование 330 кВ, в частности воздушные выключатели, имеет значительные размеры, поэтому при выборе расстояний между фазами оборудования и общих размеров ячеек учитывается необходимость подъезда к оборудованию автотранспорта для подачи отдельных узлов этого оборудования и специальных автомеханизмов для монтажных и ремонтных работ.

При компоновке ОРУ 330кВ по схеме 3/2 дороги для монтажно-ремонтных механизмов проходят вдоль трех рядов выключателей и механизмы подъезжают к ремонтируемому выключателю, проезжая мимо других выключателей, находящихся под напряжением. С учетом минимальных радиусов закругления дороги расстояние между фазами выключателей должно быть 8 м и расстояние от оси выключателя до оси дороги-7,4 м. Очевидно, что для уменьшения шага ячейки ОРУ 330 кВ со схемой 3/2 целесообразно применять самоходные монтажно-ремонтные механизмы меньших размеров.

Высота подвески верхнего яруса ошиновки и высота опор определяются с учетом проведения монтажно-ремонтных работ на выключателе при наличии напряжения на верхнем ярусе гибкой ошиновки. Высшая

точка крана равна примерно 16 м , расстояние от крана до проводов, находящихся под напряжением 330 кВ, должно быть 4 м ,стрела провеса проводов 3 м , поэтому высота принята 23 м. Высота опор должна выбираться по местным условиям в зависимости от отметки площадки, где устанавливаются опоры, принятого расстояния между опорами, тяжения по проводам и сечения проводов.

ОРУ 500 кВ при такой же компоновке имеет длину ячейки 249,4 м, а шаг ячейки 28 м. С целью уменьшения размеров ОРУ 500 кВ возможен отказ от сооружения трех дорог вдоль тре рядов выключателей, если высоту стульев под оборудование принять по 4 м, что обеспечивает возможность проезда ремонтно- монтажных механизмов и подготовку их к работе без снятия напряжения на соседних цепях.

Описание конструкции ОРУ-110, 220 кВ

Все выключатели и размещаются в один ряд около второй системы шин, что облегчает их обслуживание. Такие ОРУ называют однорядными в отличие от других компоновок, где выключатели линий расположены в одном ряду, а выключатели трансформаторов- в другом. В типовых компоновках выключатель не изображается, показано лишь место его установки. Каждый полюс шинных разъединителей второй системы шин расположен под проводами соответствующей фазы сборных шин. Такое расположение позволяет выполнить соединение шинных разъединителей непосредственно под сборными шинами и на этом же уровне присоединить выключатель. Ошиновка ОРУ выполняется гибким сталеалюминевым проводом. При большой нагрузке или по условиям проверки на коронирование в каждой фазе могут быть два-три провода. Линейные и шинные порталы и все опоры под аппаратами- стандартные, железобетонные. Большое количество портальных конструкций в рассмотренном типовом ОРУ вызывает необходимость производства работ на высоте, затрудняет и удорожает монтаж. Если сборные шины выполнить жёсткими, то шинных порталов не требуется, а монтаж облегчается.

11 **Специальный вопрос**

По заданию преподавателя-консультанта

12 **Расчёт среднегодовых технико-экономических показателей работы ГРЭС.**

Расчет – по методичке преподавателя экономики

13 **Техника безопасности в электроустановках**

Применяемое в электроустановках оборудование, место для него, а также материалы должны соответствовать требованиям ГОСТ и техническим условиям, на электрооборудованиях должны быть таблички, предусмотренные ГОСТам и техническими условиями.

Электрооборудование станции, связанные с ним конструкции должны быть защищены от коррозии защитными средствами, т.е. стойкими к воздействию окружающей среды. Окраска должна соответствовать общему фону окраски помещений и технического оборудования.

Окраска одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковой. Шины должны быть окрашены в следующие цвета:

Фаза А-желтый

Фаза В-зеленый

Фаза С-красный

Нулевые шины: при изолированной нейтрали – белый, при заземленной – черный.

В ОРУ должны находиться шкафы с электротехническими защитными средствами и инструментами.

Включение и отключение разъединителей изолирующей штангой следует производить в диэлектрических перчатках.

Установку и снятие под напряжением предохранителей следует производить в очках, диэлектрических перчатках с помощью штанги.

При производстве операций в ОРУ должны выполняться технические и организационные мероприятия.

Электроустановки осматриваются без снятия напряжения с них вдали от токоведущих частей. Право осматривать электроустановки имеет дежурный с квалификационной не ниже ,в установках выше 1000 В. При производстве осмотра одним лицом запрещается проникать за ограждение, входить в камеры РУ, не имеющие барьеров.

При обнаружении замыканий на землю запрещается приближаться к месту замыкания на расстояние менее 8-10 м в ОРУ. Приближаться на более близкое расстояние допускается только для ликвидации замыкания, а также при необходимости оказания первой помощи пострадавшему. В этих случаях следует пользоваться правилами оказания первой помощи пострадавшему и защитными средствами.

Части электрооборудования, находящиеся под напряжением , должны иметь сеточное ограждение.

Калитки и ворота ОРУ должны быть запертыми, а на входах в ОРУ вывешивается текст « Стой - высокое напряжение».

Оборудование должно иметь надежную блокировку от включения разъединителями и заземляющими разъединителями.

Рукоятки заземляющих разъединителей окрашивается в красный цвет, выключатели должны иметь указания положения «Включения» «Отключено».

Противопожарная безопасность

На электростанции причинами пожара или взрыва может быть недопустимый нагрев, искрения контактов. Искрение идуги появляются во время ошибочных действий с коммутационными аппаратами, атмосферных перенапряжений. Чтобы не допустить этого необходимо выполнять следующие противопожарные мероприятия:

- электрооборудование для пожароопасного и взрывоопасных помещений выбирают в зависимости от его класса;
- здания и сооружения выполняются огнестойкими;
- кабельные туннели должны быть герметичны для предотвращения попадания в них технических вод и масла из камер РУ при авариях маслонаполненного оборудования, а также должен быть обеспечен отвод почвенных вод;
- кабельные туннели должны быть обеспечены естественной вентиляцией;
- кабельные туннели должны выполняться из несгораемых материалов;
- у маслонаполненного оборудования должен быть обеспечен быстрый слив и отвод масла в безопасное место на случай пожара;
- для тушения пожаров трансформаторы должны быть оборудованы устройствами автоматического пожаротушения;
- загоревшийся трансформатор тушат воздушно-механической пеной, распыленной водой, углекислотными огнетушителями;
- при тушении пожара в генераторе необходимо его отключить и заполнить корпус углекислым газом , водой или паром.

Водой можно тушить электроустановки напряжением до 10 КВ при условии:

в установках до 1000 В длина струи должна быть не менее 4 м, выше 1000 В - 8 м; в диэлектрических перчатках, ботах, ствол брандбоя должен быть заземлен медным проводником сечением не менее 16 мм^2.

Методические указания для студентов по выполнению выпускной квалификационной работы составлены в соответствии с требованиями ФГОС СПО по специальности 13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Автор: Мысова Р. Г.

Методические указания для студентов по выполнению выпускной квалификационной работы одобрены на заседании объединенной методической комиссии (ОМК) Института открытого образования и филиалов университета от «08» 06 2016 года, протокол № 10.

Председатель ОМК Н.Е. Назарова