

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Кафедра ЭСиЭЭС

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Коваленко И.В.


подпись

« 11 » октября 2016 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

ПРОЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КЭС – 1280 МВт

Красноярск 2016


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Коваленко И.В.

подпись

« 3 » июня 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.04

ПРОЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КЭС – 1280 МВт

Руководитель

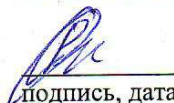


канд.тех.наук

Тихонов А.А.

подпись, дата 2.06.17.

Выпускник

 1.06.17

подпись, дата

Смирнов Р.А.

Красноярск 2017

Студенту Смирнову Роману Алексеевичу
Группа ФЭ13-03Б, направление (специальность) 13.03.02.04
Электроэнергетика и электротехника, Электрические станции (профиль)
Тема выпускной квалификационной работы «Проект электрической части
КЭС–1280 МВт »

Утверждена приказом по университету от 16.12.2016 г. № 17238/С
Руководитель ВКР: А.А.Тихонов, доцент кафедры «ЭСиЭЭС» ПИ СФУ
Исходные данные для ВКР: турбогенераторы ТЗВ-320-2, точка
присоединения к энергосистеме с отдаленностью от станции 300 км,
мощностью 5000 МВА, с напряжением 500 кВ и сопротивлением 0,36 о.е..

Точка присоединения к потребителям, максимальная мощность которых
равна 280 МВт, а в минимальном режиме – 220 МВт и коэффициент мощности
равен 0,85.

Перечень разделов ВКР:

Аннотация. Введение. Анализ исходных данных. Проектирование
структурной схемы КЭС; выбор основного электрического оборудования:
генераторов, трансформаторов; выбор количества линий связи; расчет
перетоков мощности в нормальном и аварийных режимах; выбор источников
питания системы СН; технико-экономическое сравнение двух вариантов
структурной схемы КЭС; выбор структурной схемы электрических
соединений РУ; расчет токов короткого замыкания; выбор электрических
аппаратов, шинных конструкций, токопроводов и кабелей; выбор
измерительных приборов и ТН и ТТ; проектирование молниезащиты и
заземляющих устройств; проектирование главной схемы электрических
соединений. Заключение. Литература.

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием
основных чертежей, плакатов, слайдов:

Сравнение вариантов структурных схем; главная схема электрических
соединений; план РУ станции; разрез характерных ячеек.

Руководитель ВКР



(подпись)

А.А.Тихонов

Задание принял к исполнению



(подпись)

Р.А.Смирнов

« 24 » 10 2016 г.

Реферат

Бакалаврская работа по теме «Проект электрической части КЭС – 1280 МВт» содержит 60 страниц текстового документа, 11 использованных источников, 3 листа графического материала.

СТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, ОБОРУДОВАНИЕ,
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, НАДЕЖНОСТЬ,
МОЛНИЕЗАЩИТА, ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СОЕДИНЕНИЙ.





Задачи:

- проектирование электрической части КЭС 1280 МВт;
- выбор основного электротехнического оборудования;
- выбор линий связи;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор электрических аппаратов;
- выбор шинных конструкций, токопроводов и кабелей;;
- проектирование молниезащиты;
- проектирование заземляющих устройств;
- проектирование главной схемы электрических соединений;

В итоге была спроектирована КЭС 1280 МВт, отвечающая всем необходимым требованиям.

Содержание

Введение.....	5
1.Выбор структурной СХЕМЫ КЭС.....	6
1.1.Анализ структурных схем КЭС.....	8
2.Расчет перетоков мощности и выбор трансформаторов.....	10
3.Определение потерь энергии в трансформаторах.....	15
4.Расчёт ТЭП для выбора варианта структурной схемы станции.....	18
5.Выбор ЛЭП.....	20
5.1.Выбор ЛЭП, передающих мощность потребителям 500 кВ.....	20
5.2.Выбор числа ЛЭП, передающих мощность потребителям 220 кВ.....	20
6.Ориентировочный выбор коммутационной аппаратуры.....	20
6.1.Расчет нормальных и максимальных токов генератора.....	20
6.2.Расчет нормальных и максимальных токов трансформатора 500 кВ....	21
6.3.Расчет нормальных и максимальных токов трансформатора 220 кВ....	21
6.4.Расчет нормальных и максимальных перетоков мощности через авто- трансформатор.....	22
6.5.Расчет нормальных и максимальных токов трансформатора собствен- ных нужд.....	23
6.6.Расчет нормальных и максимальных токов линии 500 кВ.....	24
6.7.Расчет нормальных и максимальных токов линии 220 кВ.....	24
7.Расчет токов короткого замыкания.....	25
7.1.Расчет действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ.....	27
7.2.Расчет апериодической составляющей и ударного тока трехфазного кз1	31
8.Выбор электрических аппаратов, шинных конструкций.....	33
8.1.Выбор выключателей.....	33
8.1.1.Выбор выключателей для ОРУ 500 Кв.....	34
8.1.2.Выбор разъединителей.....	35
9.Выбор токоведущих частей.....	37
9.1.Выбор токоведущих частей РУ 220 кВ.....	37
9.2.Выбор сборных шин для ОРУ напряжением 500 кВ.....	37
9.3.Выбор комплектного экранированного токопровода (КЭТ).....	38
9.4.Выбор проводов длинных связей блочных трансформаторов и авто- трансформаторов с ОРУ.....	39
10.Выбор измерительных трансформаторов тока.....	41
11.Выбор измерительных трансформаторов напряжения.....	46
12.Выбор схем открытых распределительных устройств.....	48
13.Молниезащита ОРУ 500 КВ.....	51

БР-13.03.02.04 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Смирнов Р.А.		01.06.11
Провер.		Тихонов А.А.		1.06.11
Н. Контр.				
Утверд.				
ПРОЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КЭС – 1280 МВт				
		Лит.	Лист	Листов
			3	60
ЭСиЭЭС				

14.Расчёт заземляющих устройств для ОРУ 500 кВ.....	53
15 Расчет аппаратов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений.....	57
Заключение	59
Список использованных источников	60

					БР-13.03.02.04 ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПРОЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КЭС – 1280 МВт					
Разраб.		Смирнов Р.А.		01.06.17				Лит.	Лист	Листов
Провер.		Тихонов А.А.		1.06.17					4	60
Н. Контр.								ЭСиЭЭС		
Утверд.										

Введение

В России на долю КЭС приходится до 60% выработки электроэнергии. Большие потери тепла в пароводяном контуре в основном определяет КПД электростанции, который составляет 40-45%.

Схема выдачи мощности проектируется для станции, которую планируется разместить в Саратовской области.

В настоящее время большинство энергетических предприятий России выработали свой ресурс полностью или более чем на 50%. Поэтому необходимо проектировать и строить новые мощные электростанции, оснащенные современным оборудованием, средствами измерения и автоматического управления теплоэнергетическим процессом.

Станция предназначена для выдачи мощности в энергосистему на напряжение 500 кВ и обеспечение промышленных потребителей на напряжении 220 кВ.

					<i>БР-13.03.02.04 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>5</i>

1. Выбор структурной схемы КЭС

Для выбора варианта структурной схемы будем учитывать показатели перспектив расширения, надежности манёвренности.

Для проектирования данной станции выбраны генераторы типа: ТЗВ-320-2 т.к. подходят по конструктивным особенностям проектируемой станции.

Таблица №1 – Технические данные генераторов.

Тип турбогенератора	$n_{ном}$ об/мин	$S_{ном}$, МВ·А	$P_{ном}$, МВт	$U_{ном}$, кВ	$\cos\varphi$	X'_d
ТЗВ 320 – 2	3000	376,303	320	20	0,85	0,173

Были выбраны четыре варианта структурной схемы КЭС. Каждый вариант содержит четыре турбоагрегата, с различным расположением по шинам ОРУ 500 и 220 кВ и схемой автотрансформаторной связи между шинами.

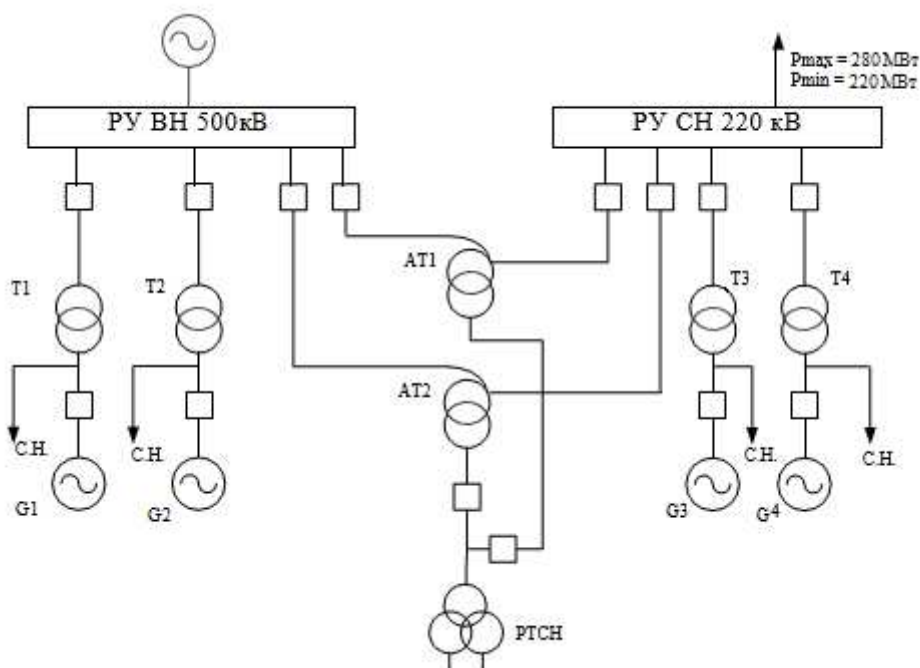


Рисунок 1.1 – Структурная схема вариант № 1

На рисунке 1 изображен первый вариант структурной схемы, которая состоит из двух генераторов, подключенных к распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН) и двух генераторов, подключенных к распределительному устройству среднего напряжения (РУ СН). Генераторы подключены через повышающие трансформаторы. Два автотрансформатора (АТ) осу-

ществуяют связь между распределительными устройствами, так же к их нижней обмотке подключен резервный трансформатор собственных нужд (РТСН).

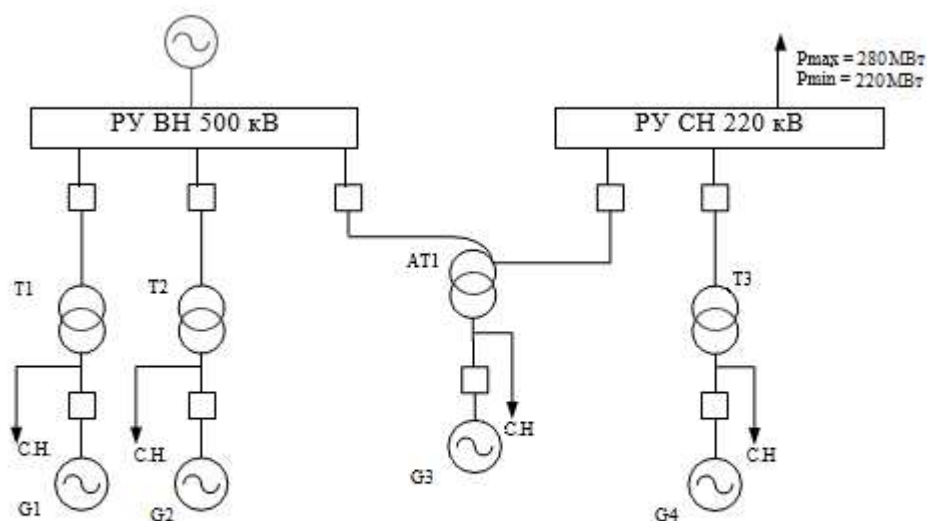


Рисунок 1.2 – Структурная схема вариант № 2

На рисунке 2 изображен второй вариант структурной схемы, которая состоит из трех генераторов, подключенных к распределительному устройству высокого напряжения (ПУ ВН) и одного генератора, подключенного к распределительному устройству среднего напряжения (ПУ СН). Все генераторы подключены через повышающие трансформаторы. Связь между ПУ осуществляется одним автотрансформатором к обмотке низшего напряжения, которого подключен один генератор.

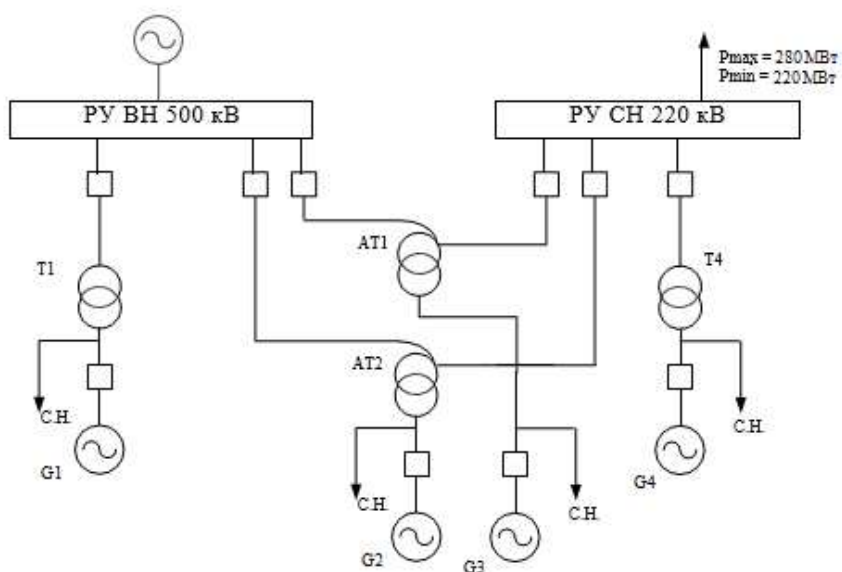


Рисунок 1.3 – Структурная схема вариант № 3

На рисунке 3 изображен третий вариант структурной схемы, которая состоит из двух генераторов, подключенных к РУ ВН и одного генератора, подключенного к РУ СН. Все генераторы подключены через повышающие трансформаторы. Связь между РУ осуществляется двумя автотрансформаторами, к обмотке низшего напряжения которых подключены два генератора.

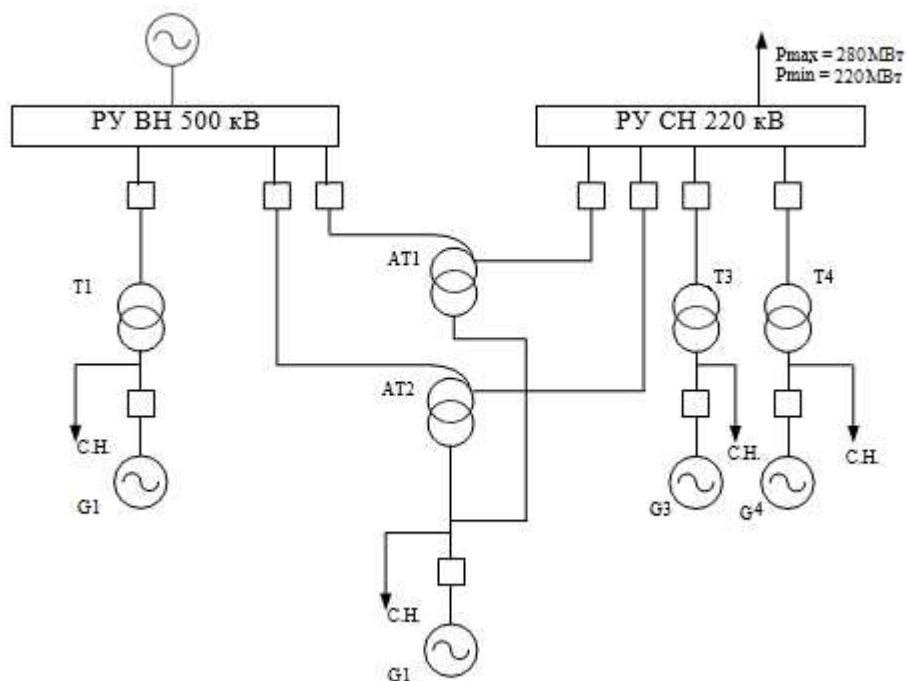


Рисунок 1.4 – Структурная схема вариант № 4

На рисунке 4 изображен четвертый вариант структурной схемы, которая состоит из одного генератора, подключенных к РУ ВН и двух генераторов, подключенного к РУ СН. Все генераторы подключены через повышающие трансформаторы. Связь между РУ осуществляется двумя автотрансформаторами, к обмотке низшего напряжения которых подключен один генератор.

1.1. Анализ структурных схем КЭС.

Схемы были проанализированы по следующим критериям:

- Перспективность расширения.
- Надежность.
- Приспособленность электроустановки к проведению ремонтов.

Вариант схемы № 1. Схема и компоновка РУ должна выбираться с учетом возможного увеличения количества присоединений при развитии энергосистемы. Так как в первом варианте на РУ ВН и на РУ СН по два генератора, каждый агрегат мощность 320 (МВт), а $P_{MAX} = 280$ (МВт), то перспектива увеличения нагрузки есть. Так же есть два АТС и один РТСН, которые позволяют передавать большую мощность. Надежность – свойство электроустановки, участка электрической сети или энергосистемы в целом, обеспечивать бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

качества. Повреждение оборудования в любой части схемы по возможности не должно нарушать электроснабжение, выдачу электроэнергии в энергосистему (ЭС). Надежность должна соответствовать категории потребителя, получающего питание от этой установки. По заданию в схеме было четыре турбогенератора, мощностью каждого из которых 320 (МВт). Каждый агрегат может обеспечить P_{MAX} . На каждом РУ по два турбогенератора, что позволяет вывести один из агрегатов в ремонт. В случае отключения одного агрегата и вывода другого в ремонт, P_{MAX} может покрыть АТС и энергосистема (ЭС) сможет обеспечить надежность электроснабжения потребителей.

Вариант схемы № 2. Во втором варианте два генератора присоединены к РУ ВН, один к РУ СН и один к АТС, каждый агрегат может обеспечить P_{MAX} , что позволяет увеличивать нагрузку на ЭС. В рассматриваемом варианте схемы, при аварии на РУ СН, вся нагрузка будет на АТС и присоединённом к нему турбогенератору, но если при этом будет выведен в ремонт АТС, то схема станет не работоспособной.

Вариант схемы № 3. В третьем варианте один агрегат присоединен к РУ ВН, один к РУ СН и два к двум АТС, каждый агрегат может покрыть P_{MAX} , что позволяет увеличивать нагрузку на ЭС. В данной схеме при аварии на РУ СН, вся нагрузка перейдет на АТС и присоединенным к ним генераторам, если при этом один АТС будет в ремонте, то генератор, на втором АТС, который находится в рабочем состоянии, сможет обеспечить P_{MAX} .

Вариант схемы № 4. В четвертом варианте один турбогенератор присоединен к РУ ВН, два к РУ СН и один к двум АТС, каждый агрегат может обеспечить P_{MAX} , что позволяет увеличивать нагрузку на ЭС. В выбранном варианте схемы при аварии на РУ СН, вся нагрузка перейдет на второй генератор.

Проанализировав надежность трех схем, видно, что при повреждении автотрансформатора в схеме № 2, теряется связь между РУ, а генератор, подключенный к РУ СН, может покрыть максимальную нагрузку. Для подключения резервной фазы необходимо время, а по ПУЭ [1, с. 21] мы не можем оставить потребителей без питания, поэтому исключаем этот вариант из дальнейшего рассмотрения. Оставшиеся схемы сравним по приведенным затратам.

					<i>БР-13.03.02.04 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

2. Расчет перетоков мощности и выбор трансформаторов

Рассчитаем перетоки мощности по формулам представленным в учебном пособии [2, с. 45].

Определим реактивную мощность нагрузки в максимальном и минимальном режиме, МВар:

$$Q_{H.G. макс.} = P_{H.G. макс.} \cdot tg \varphi_{H.G.}; \quad (2.1)$$

$$Q_{H.G. мин.} = P_{H.G. мин.} \cdot tg \varphi_{H.G.}, \quad (2.2)$$

Где $Q_{H.G. макс.}$ - реактивная мощность нагрузки в максимальном режиме, МВар;

$P_{H.G. макс.}$ - активная мощность нагрузки в максимальном режиме, МВт;

$$tg \varphi_{H.G.} = tg(\arccos(\varphi_{H.G.})).$$

Произведем расчет по формулам (2.1) и (2.2):

$$Q_{H.G. макс.} = 280 \cdot 0,620 = 173,6;$$

$$Q_{H.G. мин.} = 220 \cdot 0,620 = 136,4,$$

Реактивная мощность генераторов определяется по формуле, Мвар:

$$Q_{G1} = Q_{G2} = Q_{G3} = Q_{G4} = P_G \cdot tg \varphi_G, \quad (2.3)$$

Где P_G - мощность турбогенератора, МВт;

$$Q_G = Q_{G1} = Q_{G2} = Q_{G3} = Q_{G4} = 320 \cdot 0,620 = 198,4.$$

Мощность, потребляемую на собственные нужды станции принимаем равной 7% от установленной.

Активная мощность на собственные нужды, МВт:

$$P_{CH} = P_G \cdot \frac{7}{100} = 320 \cdot 0,07 = 22,4. \quad (2.4)$$

Реактивная мощность на собственные нужды, МВар:

$$Q_{CH} = Q_G \cdot \frac{7}{100} = 198,4 \cdot 0,07 = 13,888. \quad (2.5)$$

Перетоки мощности через блочные трансформаторы всех схем равны, МВА.

$$S_{T.БЛ.} = |P_{T.БЛ.} + Q_{T.БЛ.}| = \sqrt{(P_G - P_{C.H.})^2 + (Q_G - Q_{C.H.})^2}, \quad (2.6)$$

Где P_G - активная мощность, потребляемая турбогенераторами;

$P_{C.H.}$ - активная мощность, потребляемая собственными нуждами;

$Q_{C.H.}$ - реактивная мощность, потребляемая собственными нуждами;

Q_G - реактивная мощность, вырабатываемая турбогенераторами.

$$= \sqrt{(320 - 22,4)^2 + (198,4 - 13,888)^2} = |297,6 + j184,512| = 350,16.$$

Выбираем блочные трансформаторы из условия:

$$S_{T.НОМ.} \geq S_{T.БЛ.};$$

$$S_{T.HOM} \geq 350,16 \text{ МВА.}$$

Из справочника [3, с 160] выбираем трансформатор на напряжение 500 кВ типа: ТДЦ 400000/500.

Из справочника [3, с 160] выбираем трансформатор на напряжение 220 кВ типа: ТДЦ 400000/220.

Для варианта №1 определим перетоки мощности через обмотки автотрансформаторов, МВА:

При минимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_1 = \sqrt{(n(P_G - P_{C.H.}) - P_{H.G.MIN})^2 + (n(Q_G - Q_{C.H.}) - Q_{H.G.MIN})^2} = \quad (2.7)$$

$$= |P_1 + jQ_1|;$$

Где n – количество турбогенераторов подключенных к РУ СН.

$$= \sqrt{(2(320 - 22,4) - 220)^2 + (2(198,4 - 13,888) - 136,4)^2} =$$

$$= |375,2 + j232,624| = 441,46.$$

При максимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_2 = \sqrt{(n(P_G - P_{C.H.G.}) - P_{H.G.MIN})^2 + (n(Q_G - Q_{C.H.G.}) - Q_{H.G.MIN})^2} = \quad (2.8)$$

$$= |P_2 + jQ_2|;$$

$$= \sqrt{(2(320 - 22,4) - 280)^2 + (2(198,4 - 13,888) - 173,6)^2} =$$

$$= (315,2 + j195,424) = 370,866.$$

За аварийный режим принимается отключение одного блока на РУ СН:

$$S_3 = \sqrt{(n(P_G - P_{C.H.G.}) - P_{H.G.MIN})^2 + (n(Q_G - Q_{C.H.G.}) - Q_{H.G.MIN})^2} = \quad (2.9)$$

$$= |P_3 + jQ_3|;$$

$$= \sqrt{((320 - 22,4) - 280)^2 + ((198,4 - 13,888) - 173,6)^2} =$$

$$= (17,6 + j10,912) = 20,708.$$

Автотрансформатор связи выбираем из условия:

$$S_{AT.HOM.} \geq 0,7 S_{C.H.МАКС.};$$

$$S_{C.H.МАКС.} = S_1 = 441,46 \text{ МВА};$$

$$S_{AT.HOM.} \geq 0,7 \cdot 441,46 = 309,022 \text{ МВА.}$$

Из [3, с 161] выбираем автотрансформатор типа АДЦТН-500000/500/220. На данное напряжение и мощность промышленностью освоено только данный АТ.

Выберем трансформаторы собственных нужд (ТСН) и резервные трансформаторы собственных нужд (РТСН).

Мощность трансформаторов собственных нужд 15,75/6 кВ определяется по мощности S_{CH} и выбирается стандартная ближайшая большая либо равная:

$$S_{T.C.H.} \geq S_{C.H.} = P_{C.H.} + j Q_{C.H.};$$

$$S_{T.C.H.} \geq |22,4 + j13,888| = 26,356.$$

Из [3, с 132] выбираем ТСН марки ТРДНС-32000/35. Они устанавливаются на каждый блок. РТСН выбирается равным по мощности ТСН, его подключаем к обмотке НН АТ равной 15,75 кВ. В качестве резерва так же устанавливаем трансформатор ТРДНС-32000/35.

Для варианта №3 определим перетоки мощности через обмотки автотрансформаторов, МВА:

При минимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_1 = \sqrt{(1(320 - 22,4) - 220)^2 + (1(198,4 - 13,888) - 136,4)^2} = \\ = |77,6 + j48,112| = 91,304.$$

При максимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_2 = \sqrt{(1(320 - 22,4) - 280)^2 + (1(198,4 - 13,888) - 173,6)^2} = \\ = |17,6 + j10,912| = 20,708.$$

За аварийный режим принимается отключение блока на РУ СН, тогда вся мощность передается через АТС:

$$S_3 = |P_3 + jQ_3| = \sqrt{P_{H.G.MAX}^2 + Q_{H.G.MAX}^2}; \quad (2.10)$$

$$S_3 = \sqrt{280^2 + 173,6^2} = |280 + j173,6| = 329,449.$$

На стороне НН АТС подключен турбогенератор, поэтому необходимо учесть и его мощность, МВА.

$$S_4 = \sqrt{((P_G - P_{C.H.}))^2 + ((Q_G - Q_{C.H.}))^2} = |P_4 + jQ_4|, \quad (2.11)$$

$$S_4 = \sqrt{((320 - 22,4))^2 + ((198,4 - 13,888))^2} = |297,6 + j184,512| = 350,158.$$

Мощность АТ выбираем по мощности обмотки НН, МВА:

В проекте автотрансформатор установлен с блоком генератора. В этом случае, согласно [2], мощность автотрансформатора выбирается с учетом коэффициента типовой мощности. Обмотка низшего напряжения рассчитывается на типовую мощность автотрансформатора:

$$S_{HH} = S_{тип} = K_{тип} \cdot S_{ном}, \quad (2.12)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность автотрансформатора;

$K_{тип}$ - коэффициент типовой мощности.

Так как обмотка низшего напряжения должна быть рассчитана на полную мощность генератора:

$$S_{\Gamma} \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{тип}} \cdot S_{\text{ном}}, \quad (2.13)$$

откуда

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\Gamma}}{K_{\text{тип}}}. \quad (2.14)$$

Коэффициент $K_{\text{тип}}$ зависит от коэффициента трансформации автотрансформатора n_{BC} , который определяется по формуле:

$$n_{BC} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{сн}}}, \quad (2.15)$$

где $U_{\text{вн}}$ - напряжение высшей стороны автотрансформатора;
 $U_{\text{сн}}$ - напряжение средней стороны автотрансформатора;

$$n_{BC} = \frac{500}{220} = 2,27.$$

Определим коэффициент типовой мощности $K_{\text{тип}}$ по формуле:

$$K_{\text{тип}} = 1 + \frac{1}{n_{BC}} = 1 + \frac{1}{2,27} = 0,56. \quad (2.16)$$

Определим номинальную мощность автотрансформатора, МВА,

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{\sqrt{(P_{\Gamma} - P_{CH})^2 + (Q_{\Gamma} - Q_{CH})^2}}{K_{\text{тип}}} = \frac{\sqrt{(320 - 19,58)^2 + (198,32 - 12,14)^2}}{0,56} = 631,13.$$

Выбираем группу из трех однофазных автотрансформаторов связи, согласно [4], АОДЦТН- 267000/500/220.

Согласно [4], мощность обмотки низшего напряжения АОДЦТН - 267000/500/220 составляет $S_{\text{нн1}}=120$ МВА, а группы $S_{\text{нн3}}=360$ МВА, а мощность которая передается генератором через обмотку низшего напряжения составляет согласно формуле (2.9) $S_{\text{бл.}}=353,43$ МВА, что удовлетворяет условию [2]:

$$S_{\text{бл.}} \leq S_{\text{нн3}}. \quad (2.17)$$

$$K_{ТИП} = \frac{S_{BH}}{S_{HH}} = 0,56;$$

$$S_5 = \frac{S_4}{K_{ТИП}} = \frac{350,18}{0,56} = 631,13 \text{ МВА.}, \quad (2.18)$$

$$S_{АТ.НОМ.} \geq 1,0 S_{СН(ВН)макс.}; \quad (2.19)$$

$$S_{СН(ВН)макс.} = 631,13 \text{ МВА};$$

$$S_{АТ.НОМ.} \geq 631,13 \text{ МВА};$$

Из [4, с. 257] выбираем две группы однофазных автотрансформаторов связи типа АОДЦТН-267000/500/220.

Трансформаторы собственных нужд ТРДНС-32000/35. Устанавливаем два резервных трансформатора ТРДН-32000/220 на шины РУ СН.

Для варианта №4 расчет перетоков мощности в максимальном, минимальном и аварийном режимах аналогичен расчету варианта №1.

Перетоки мощности через АТС (МВА):

$$S_{АТ}^{BH} = \frac{S_{G.2} - S_{С.Н.}}{0,5 \cdot K_{ПЕР.}} \quad (2.20)$$

$$S_{АТ}^{BH} = \frac{\sqrt{(320 - 22,4)^2 + j(198,4 - 13,888)^2}}{0,5 \cdot 1,4} = \frac{|297,6 + j184,512|}{0,7} = 499,225$$

Автотрансформаторы связи выбираем из условия:

$$S_{АТ.НОМ.} \geq S_{АТ}^{BH}; \quad (2.21)$$

$$S_{АТ}^{BH} = 499,225 \text{ МВА};$$

Из [4. с. 256] выбираем автотрансформатор типа АДЦТН-500000/500/220. На данные напряжения и мощность промышленностью освоено только данный АТ.

Характеристики трансформаторов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Характеристика трансформаторов.

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	Напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания U_K , %		
		ВН	НН	$P_{ХХ}$	$P_{КЗ}$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДЦ- 400000/500	400	525	15,75	350	880	-	13	-
ТДЦ- 400000/220	400	242	15,75	330	880	-	11	-
АТДЦТН- 500000/500/220	500	500	20	150	950	12	50	35
АОДЦТН- 267000/500/220	267	$500\sqrt{3}$	15,75	150	490	11,5	37	23
ГРДНС- 32000/35	32	36,75	6,3-6,3	30	145	-	11,5	-
ГРДН-32000/220	32	230	6,3-6,3	50	170	-	11,5	-

3. Определение потерь энергии в трансформаторах

Потери в блочных трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta W_{\text{бл.Т.}} = P_x \cdot (8760 - T_{\text{пл.р.}}) + P_{\text{кз-н}} \cdot \left(\frac{S_{\text{Т.бл.макс.}}}{S_{\text{Т.НОМ.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (3.1)$$

Где P_x – потери холостого хода;

$P_{\text{кв-н}}$ – потери короткого замыкания;

$T_{\text{пл.р.}}$ – время планового ремонта блока, определяется временем ремонта турбины;

$S_{\text{Т.НОМ.}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$S_{\text{Т.бл.макс.}}$ – максимальная мощность протекающая через трансформатор;

τ – время максимальных потерь.

Для дальнейших расчетов примем:

τ – 3800

Вычислим потери в блочных трансформаторах на стороне 500 кВ по формуле (4.1)

$$\Delta W_{\text{бл.Т1}} = 350 \cdot (8760 - 3150) + 880 \cdot \left(\frac{350,16}{400} \right)^2 \cdot 3800 = 4526091,335 ;$$

Вычислим потери в блочных трансформаторах на стороне 220 кВ по формуле (4.1)

$$\Delta W_{\text{бл.Т2}} = 330 \cdot (8760 - 2700) + 880 \cdot \left(\frac{350,16}{400} \right)^2 \cdot 3800 = 4562391,335 ;$$

Потери для автотрансформаторов связи в схеме №1, кВт · ч:

$$\begin{aligned} \Delta W_{AT} = & P_x \cdot (8760 - T_{\text{пл.р.}}) + P_{\text{кз-ВН}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ВН.макс.}}}{2 \cdot S_{AT.HOM.}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{ВН}} + \\ & + P_{\text{кз-СН}} \cdot \left(\frac{S_{\text{СН.макс.}}}{2 \cdot S_{AT.HOM.}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{СН}}, \end{aligned} \quad (3.2)$$

Где $P_{\text{кз-ВН}}$ – потери в обмотке ВН, кВт;

$P_{\text{кз-СН}}$ – потери в обмотке СН, кВт;

$S_{\text{ВН.макс.}}$ – максимальная мощность, протекающая через обмотку ВН;

$S_{\text{СН.макс.}}$ – максимальная мощность, протекающая через обмотку СН;

$S_{AT.HOM.}$ – номинальная мощность автотрансформатора;

$$\begin{aligned} W_{AT1} = & 150 \cdot (8760 - 3400) + \frac{950}{2} \cdot \left(\frac{441,46}{2 \cdot 500} \right)^2 \cdot 3800 + \\ & + \frac{950}{2} \cdot \left(\frac{441,46}{2 \cdot 500} \right)^2 \cdot 1900 = 1331656,382 \end{aligned}$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме №1,

$$\Delta W = 2 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т1}} + 2 \cdot \Delta W_{AT1} + 2 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т2}}; \quad (3.3)$$

$$\Delta W = 2 \cdot 4526091,335 + 2 \cdot 1331656,382 + 2 \cdot 4562391,335 = 20840278,1;$$

Потери для группы автотрансформаторов в схеме №3 посчитаем по формуле (4.2):

$$\begin{aligned} W_{AT2} = & 150 \cdot (8760 - 2950) + \frac{490}{2} \cdot \left(\frac{791,620}{2 \cdot 267} \right)^2 \cdot 3800 + \\ & + \frac{490}{2} \cdot \left(\frac{329,449}{2 \cdot 267} \right)^2 \cdot 1900 = 3094646,232 \end{aligned}$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме №1,

$$\Delta W = \Delta W_{\text{бл.Т1}} + 6 \cdot \Delta W_{AT2} + \Delta W_{\text{бл.Т2}}; \quad (3.4)$$

$$\Delta W = 4526091,335 + 6 \cdot 3094646,232 + 4562391,335 = 27656360,06;$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме №4,

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ол.Т1}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{АТ1}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{ол.Т2}}; \quad (3.5)$$

$$\begin{aligned} \Delta W &= 4526091,335 + 2 \cdot 1331656,382 + 2 \cdot 4562391,335 = \\ &= 16314186,771. \end{aligned}$$

Стоимость потерь электроэнергии в вариантах схем, руб.:

$$I_{\text{ПОТ}} = \beta \cdot \Delta W, \quad (3.6)$$

Где β – удельная стоимость потерянной электроэнергии,

$$\beta = 3,15 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч};$$

ΔW – суммарные потери электроэнергии в вариантах схем, $\text{кВт} \cdot \text{ч}$;

Для схемы №1:

$$I_{\text{ПОТ1}} = 3,15 \cdot 20840278,1 = 65646876,02;$$

Для схемы №3:

$$I_{\text{ПОТ3}} = 3,15 \cdot 27656360,06 = 87117534,19;$$

Для схемы №4:

$$I_{\text{ПОТ4}} = 3,15 \cdot 16314186,77 = 51389688,33.$$

4. Расчёт ТЭП для выбора варианта структурной схемы станции

Экономическая целесообразность схемы определяется минимальными приведенными затратами, тыс. руб./год [4]:

$$Z = E_n \cdot K + I_{\text{ном}} + M(Y), \quad (4.1)$$

Где – E_n нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений ($E_n = 0,12$ руб.год./руб.);

$I_{\text{ном}}$ – суммарные потери схемы;

K – капитальные вложения в схему выдачи мощности (учитываем только стоимость трансформаторов);

$M(Y)$ – математическое ожидание ущерба (исключено из рассмотрения).

Сравнение вариантов по приведенными затратами:

$$\Delta Z = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1} \cdot 100\% \quad (4.2)$$

Капитальные вложения в схему выдачи мощности:

$$K = K_{\text{уд}} \cdot k \quad (4.3)$$

Где $K_{\text{уд}}$ – коэффициент удорожания, $K_{\text{уд}} = 2,57$;

При пересчете цен 2012 к ценам до 2017 $K_{\text{уд}}$ можно принять усреднённо как (1,15-1,17) за каждый год.

k – цена ячейки трансформаторного оборудования [4, с. 347].

Для получения полной стоимости, к цене трансформатора добавляют следующие затраты:

2% - благоустройство, временные здания и сооружения; 11% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

8% - затраты на обще подстанционные устройства: автоматизация, управление и связь, собственные нужды и система оперативного постоянного тока;

15% - затраты на подготовку территории, строительство зданий, ограждения и инженерных сетей: срезка растительного слоя, подсыпка и выравнивание площадки, водоснабжение и пожаротушение, канализация, маслоуловители, ограждение, обще подстанционные здания и сооружения

2% - содержание дирекции строительства;

5% - прочие работы и затраты.

Для удобства сравнения, занесем данные в таблицу 4.1 с учетом количества трансформаторов в каждом варианте.

Таблица 4.1– Расчет капитальных затрат.

Наименование	Вариант 1		Вариант 3		Вариант 4	
	Кол-во	Стоимость тыс.руб.	Кол-во	Стоимость тыс.руб.	Кол-во	Стоимость тыс.руб.
ТДЦ–400000/500	2	387705	1	193852	1	193852
ТДЦ–400000/220	2	360390	1	184690	2	360390
АТДЦТН– 500000/500/220	2	479716	-	-	2	479716
АОДЦТН– 267000/500/220	-	-	6	731370	-	-
Итого:		1227811		1109912		1033958

По формуле (4.1) подсчитаем приведенные затраты для двух схем.

Для варианта 1:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 1227811 + 65646,876 = 212984,196 \text{ тыс.руб,}$$

Для варианта 3:

$$Z_3 = 0,12 \cdot 1109912 + 87117,534 = 220306,974 \text{ тыс.руб,}$$

Для варианта 4:

$$Z_4 = 0,12 \cdot 1033958 + 51389,688 = 175464,648 \text{ тыс.руб,}$$

Сравнение вариантов схем по приведенными затратами, по формуле (4.2):

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_4}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{212984,196 - 175464,648}{212984,196} \cdot 100\% = 17,904\%;$$

$$\Delta Z = \frac{Z_3 - Z_4}{Z_3} \cdot 100\% = \frac{220306,974 - 175464,648}{220306,974} \cdot 100\% = 20,454\%.$$

Для дальнейших расчетов выбираем вариант структурной схемы № 4, так как приведенные затраты в эту схему оказались меньше.

5. Выбор ЛЭП.

5.1. Выбор ЛЭП, передающих мощность потребителям 500 кВ.

Число линий электропередач

$$N_w = \frac{P_{\text{выд}}}{P_{\text{проп}}} + 1 \quad (5.1)$$

Где пропускную способность воздушных линий $P_{\text{проп}}$ принимаем равной за 900 МВт [3, с. 21].

$P_{\text{выд}}$ – максимальная активная мощность нагрузки

$$P_{\text{выд}} = (P_G - P_{\text{СН}}) \cdot n - P_{\text{н.г.мин.}} = (320 - 22,4)4 - 220 = 970,4 \text{ МВт}$$

По формуле (5.1) рассчитаем число линий

$$N_w = \frac{970,4}{900} + 1 = 2$$

Мощность ЭЭС передается по двум ЛЭП.

5.2. Выбор числа ЛЭП, передающих мощность потребителям 220 кВ.

Число линий электропередач, передающих мощность потребителям находим по формуле (5.1)

Номинальное напряжение линии 220 кВ, наибольшая передаваемая мощность данных линий 280 МВт, а длина линии 300 км. Пропускную способность линий 220 кВ принимаем равной 140 МВт ;

$$N_w = \frac{280}{140} + 1 = 3$$

Мощность потребителям передается по трем ЛЭП.

6. Ориентировочный выбор коммутационной аппаратуры.

6.1. Расчет нормальных и максимальных токов генератора

Номинальный ток генератора определяется по формуле:

$$I_{\text{НОМ}G} = \frac{S_{G.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}G}}, \quad (6.1)$$

Где $I_{\text{НОМ}G}$ - номинальный ток генератора

$U_{\text{НОМ}G}$ - номинальное напряжение турбогенератора

$$I_{\text{НОМ}G} = \frac{376,51}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,869 \text{ кА}$$

Согласно [5], наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\text{макс}G} = \frac{S_{G.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}G} \cdot 0,95}, \quad (6.2)$$

Где $I_{\text{макс}G}$ – максимальный ток генератора

$$I_{\max G} = \frac{376,51}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 11,441 \text{ кА}$$

6.2. Расчет нормальных и максимальных токов трансформатора 500 кВ.

Номинальный ток трансформатора 500 кВ определяется по формуле:

$$I_{\text{НОМТ}500} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т}500}}, \quad (6.3)$$

Где $I_{\text{НОМТ}}$ – номинальный ток трансформатора 500 кВ.

$S_{\text{Т.НОМ}}$ – полная номинальная мощность блочного трансформатора 500 кВ.

$U_{\text{Т}500}$ – номинальное напряжение трансформатора 500 кВ.

$$I_{\text{НОМТ}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,462 \text{ кА}$$

Согласно [6], наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\max \text{Т}500} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т}500} \cdot 0,95}, \quad (6.4)$$

Где $I_{\max \text{Т}500}$ – максимальный ток трансформатора 500 кВ.

$$I_{\max \text{Т}500} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 0,487 \text{ кА}$$

6.3. Расчет нормальных и максимальных токов трансформатора 220 кВ.

Номинальный ток трансформатора 500 кВ определяется по формуле:

$$I_{\text{НОМТ}220} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т}220}}, \quad (6.5)$$

Где $I_{\text{НОМТ}}$ – номинальный ток трансформатора 220 кВ.

$S_{\text{Т.НОМ}}$ – полная номинальная мощность блочного трансформатора 220 кВ.

$U_{\text{Т}500}$ – номинальное напряжение трансформатора 220 кВ.

$$I_{\text{номТ220}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,051 \text{ кА}$$

Согласно [6], наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\text{maxТ220}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т220}} \cdot 0,95}, \quad (6.6)$$

Где $I_{\text{maxТ220}}$ – максимальный ток трансформатора 220 кВ.

$$I_{\text{maxТ220}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 1,106 \text{ кА}$$

6.4. Расчет нормальных и максимальных токов при перетоке мощности через автотрансформатор.

Номинальный ток на ВН автотрансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (6.7)$$

Где $I_{\text{номВН}}$ – рабочий ток на ВН автотрансформаторе.

$S_{\text{АТ}}$ – полная номинальная мощность автотрансформатора.

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение на высшей обмотке автотрансформатора.

$$I_{\text{номВН}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,577 \text{ кА}$$

Согласно [6], наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\text{ВНmax}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot 0,95}, \quad (6.8)$$

Где $I_{\text{ВНmax}}$ – максимальный ток на ВН автотрансформатора.

$$I_{\text{ВНmax}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 0,608 \text{ кА}$$

Номинальный ток при перетоке на СН стороне определяется по формуле:

$$I_{\text{номСН}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}}}, \quad (6.9)$$

Где $I_{\text{номСН}}$ – рабочий ток на СН автотрансформаторе.

$U_{\text{СН}}$ – напряжение на средней обмотке автотрансформатора .

$$I_{\text{НОМСН}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 230} = 1,257 \text{ кА}$$

Согласно [6] , наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\text{СНmax}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}} \cdot 0,95}, \quad (6.10)$$

Где $I_{\text{СНmax}}$ – максимальный ток на СН автотрансформатора.

$$I_{\text{СНmax}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,95} = 1,323 \text{ кА}$$

Номинальный ток при перетоке на НН стороне определяется по формуле:

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (6.11)$$

Где $I_{\text{НОМНН}}$ – рабочий ток на НН автотрансформаторе .

$U_{\text{НН}}$ – напряжение на низшей обмотке автотрансформатора .

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 20} = 14,434 \text{ кА}$$

Согласно [5] , наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\text{ННmax}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 0,95}, \quad (6.12)$$

Где $I_{\text{ННmax}}$ – максимальный ток на НН автотрансформатора.

$$I_{\text{ННmax}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 15,193 \text{ кА}$$

6.5. Расчет нормальных и максимальных токов трансформатора собственных нужд.

Номинальный ток для ТСН определяется по формуле:

$$I_{\text{НОМТСН}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТСН}}}, \quad (6.13)$$

Где $I_{\text{НОМТСН}}$ – рабочий ток трансформатора собственных нужд .

$S_{\text{ТСН}}$ – полная мощность трансформатора собственных нужд.

$U_{\text{ТСН}}$ – напряжение трансформатора собственных нужд .

$$I_{\text{номТСН}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 20} = 1,174$$

Согласно [6], наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\text{ТСНmax}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТСН}} \cdot 0,95}, \quad (6.14)$$

Где $I_{\text{ТСНmax}}$ – максимальный ток трансформатора собственных нужд.

$$I_{\text{номТСН}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 1,236$$

6.6. Расчет нормальных и максимальных токов линии 500 кВ.

Номинальный ток для трех параллельно работающих линий определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.W}} = \frac{S_{\text{НГ}}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (6.15)$$

Где $I_{\text{ном.W}}$ – рабочий ток протекающей линии 500 кВ.

$S_{\text{НГ}}$ – нагрузка на линии 500 кВ.

$U_{\text{ВН}}$ – напряжения на линии 500 кВ.

N – количество линий.

$$I_{\text{ном.W}} = \frac{970,4}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 500} = 0,560 \text{ кА}$$

6.7. Расчет нормальных и максимальных токов линии 220 кВ.

Номинальный ток для двух параллельно работающих линий определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.W}} = \frac{S_{\text{НГ}}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{ВН}}}, \text{ где}$$

$I_{\text{ном.W}}$ – рабочий ток протекающей линии 220 кВ.

$S_{\text{НГ}}$ – нагрузка на линии 220 кВ.

$U_{\text{ВН}}$ – напряжения на линии 220 кВ.

N – количество линий.

$$I_{\text{ном.W}} = \frac{320}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 0,280 \text{ кА}$$

7. Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема замещения, составленная на основе структурной схемы (рис.1), представлена на рис 7.1

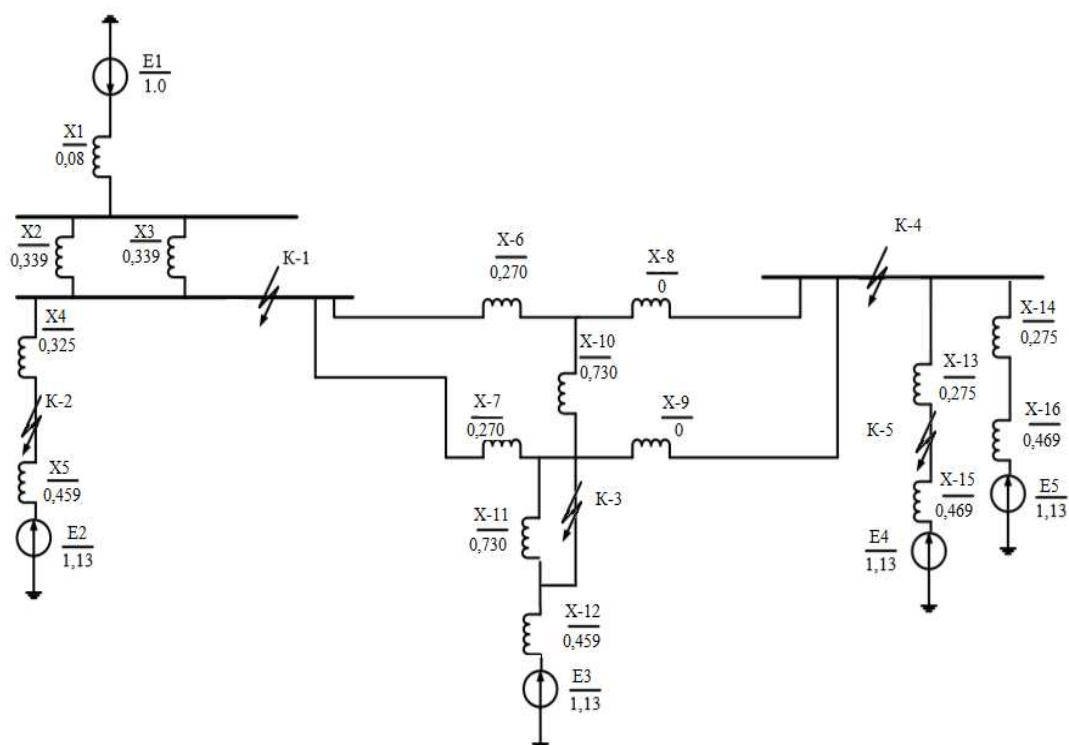


Рис.7.1 Эквивалентная схема замещения для расчетов токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения при $S_6=1000$ МВА, применив расчетные выражения для определения приведенных значения сопротивлений элементов системы.

Рассчитаем базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (7.1)$$

Где: U_6 – базисное напряжение;

$$U_{61} = 515 \text{ кВ}$$

$$U_{62} = 230 \text{ кВ}$$

$$U_{63} = 20 \text{ кВ}$$

Тогда базисные токи равны, кА

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,12 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА}$$

$$I_{63} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 36,66$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Поскольку все генераторы одинаковые, то

$$X_G = X_5 = X_{12} = X_{15} = X_{16} = X_d'' \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (7.2)$$

$$X_G = 0,173 \cdot \frac{1000}{376,5} = 0,459$$

Сопrotивление блочных трансформаторов определим по формуле:

$$X_T = \frac{U_K \cdot S_6}{100 \cdot S_H} \quad (7.3)$$

По таблице.2.1 для трансформаторов

Сопrotивление трансформаторов с $U_{ВН} = 500\text{кВ}$

$$X_4 = \frac{U_K \cdot S_6}{100 \cdot S_H} = \frac{13 \cdot 1000}{100 \cdot 400} = 0,325$$

Для трансформаторов с $U_{ВН} = 200\text{кВ}$

$$X_{13} = X_{14} = \frac{U_K \cdot S_6}{100 \cdot S_H} = \frac{11 \cdot 1000}{100 \cdot 400} = 0,275$$

Определим индуктивное сопротивление для систем:

$$X_s = X_1 = X_c \cdot \frac{S_6}{S_c} \quad (7.4)$$

$$X_s = 0,4 \cdot \frac{1000}{5000} = 0,08$$

Определим напряжение КЗ для автотрансформаторов, %

По таблице.3.1 для АТ

$$U_{КВН} = 50 \%$$

$$U_{КВС} = 12 \%$$

$$U_{КСН} = 35 \%$$

$$U_{КВ} = 0,5 \cdot (U_K^{B-H} + U_K^{B-C} - U_K^{C-H}) = 0,5(50+12-35)=13,5 \quad (7.5)$$

$$U_{КС} = 0,5 \cdot (-U_K^{B-H} + U_K^{B-C} + U_K^{C-H}) = 0,5(-50+12+35)=0 \quad (7.6)$$

$$U_{КН} = 0,5 \cdot (U_K^{B-H} - U_K^{B-C} + U_K^{C-H}) = 0,5(50-12+35)=36,5 \quad (7.7)$$

Где $U_{КВН}$ - напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и низшего напряжения автотрансформатора;

$U_{КВС}$ - напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и среднего напряжения автотрансформатора;

$U_{КСН}$ - напряжение короткого замыкания между обмотками среднего и низшего напряжения автотрансформатора;

Сопротивление ВН обмотки:

$$X_6 = X_7 = \frac{U_{КЗК}^В \cdot S_6}{100 \cdot S_H} = \frac{13,5 \cdot 1000}{100 \cdot 500} = 0,27 \quad (7.8)$$

Сопротивление СН обмотки:

$$X_8 = X_9 = 0$$

Сопротивление НН обмотки:

$$X_{10} = X_{11} = \frac{U_{КЗК}^Н \cdot S_6}{100 \cdot S_H} = \frac{36,5 \cdot 1000}{100 \cdot 500} = 0,73 \quad (7.9)$$

Определим сопротивления линий электропередач по формуле:

$$X_{W*(6)} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2}, \quad (7.10)$$

Где:

l - длина линии, км;

$$X_2 = X_3 = 0,3 \cdot 300 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,339$$

7.1. Расчет действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ.

Преобразуем схему замещения для точки К-1.

Сопротивлениями трансформаторов собственных нужд для данной точки пренебрегаем.

Сопротивление трансформатора и генератора относительно друг друга находятся в последовательном соединении.

$$X_{17} = X_{18} = X_{13} + X_{15} = X_{14} + X_{16} = 0,275 + 0,459 = 0,734$$

$$X_{32} = \frac{X_{17} \cdot X_{18}}{X_{17} + X_{18}} = \frac{0,734 \cdot 0,734}{0,734 + 0,734} = 0,365$$

Так как автотрансформаторы установлены параллельно, то эквивалентим их сопротивление:

$$X_{20} = \frac{X_7 \cdot X_{10}}{X_7 + X_{10}} = \frac{0,27 \cdot 0,73}{0,27 + 0,73} = 0,365$$

$$X_{21} = X_{20} \cdot X_{12} = 0,365 \cdot 0,459$$

$$X_{22} = \frac{X_8 \cdot X_9}{X_8 + X_9} = 0$$

$$X_{23} = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7} = \frac{0,27 \cdot 0,27}{0,27 + 0,27} = 0,135$$

Эквивалентная ЭДС $E_8 = E_3 = E_4 = E_5 = E_2 = 1,13$

$$X_{24} = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} = \frac{0,339 \cdot 0,339}{0,339 + 0,339} = 0,170$$

$$X_{25} = X_1 + X_{24} = 0,17 + 0,08 = 0,25$$

$$X_{26} = X_4 + X_5 = 0,325 + 0,459 = 0,784$$

$$X_{27} = X_{19} + X_{22} = 0 + 0,367 = 0,367$$

$$X_{28} = \frac{X_{27} \cdot X_{21}}{X_{27} + X_{21}} = \frac{0,367 \cdot 0,824}{0,367 + 0,824} = 0,254$$

$$X_{29} = X_{23} + X_{28} = 0,254 + 0,135 = 0,389$$

$$X_{30} = \frac{X_{26} \cdot X_{29}}{X_{26} + X_{29}} = \frac{0,784 \cdot 0,389}{0,784 + 0,389} = 0,260$$

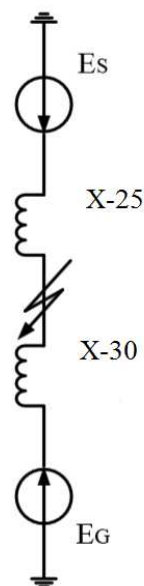


Рис.7.2-Простейший вид схемы замещения для расчетов токов КЗ

Действующие значение в точке КЗ:

$$I_{пт} = I_{птG} + I_{птC} \tag{7.11}$$

$$I_{п0} = I_{п0G} + I_{п0C} \tag{7.12}$$

Для системы принимаем, что действующее значение периодической составляющей тока, кА, в месте КЗ будет затухающим и, следовательно, типовые кривые не используем:

$$I_{птс} = I_{п0с} = \frac{E_{\Sigma c}}{X_{\Sigma c}} \cdot I_{б1} \quad (7.13)$$

$$I_{птс} = I_{п0с} = \frac{1,0}{0,250} \cdot 1,12 = 4,48 \text{ кА}$$

Находим начальное значение периодической составляющей, кА:

$$I_{п0г} = \frac{E_{\Sigma c}}{X_{\Sigma c}} \cdot I_{б1} \quad (7.14)$$

$$I_{п0г} = \frac{1,13}{0,26} \cdot 1,12 = 4,86 \text{ кА}$$

$$I_{п0} = 4,48 + 4,86 = 9,348 \text{ кА}$$

Далее находим отношение $\frac{I_{п0г}}{I'_{ном}}$, характеризующее электрическую удаленность генераторов от точки короткого замыкания.

$I'_{ном}$ номинальный ток короткого замыкания приведенный к той ступени напряжения, где произошло короткое замыкание, кА:

$$I'_{ном} = \frac{S_{\Sigma ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}, \quad (7.15)$$

Где: $S_{\Sigma ном}$ – суммарная мощность всех генераторов

$U_{ср.ном}$ - среднее номинальное напряжение той же ступени трансформации, где произошло КЗ.

$$I'_{ном} = \frac{376,5 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,688 \text{ кА}$$

После этого определяем:

$$\frac{I_{п0г}}{I'_{ном}} = \frac{4,346}{1,688} = 2,57 \text{ кА}$$

По основным типовым кривым и найденному значению удаленности точки КЗ определяем: $\frac{I_{птс}}{I_{п0г}}$ – это отношение определяет собой долю периодической составляющей тока генератора через заданный промежуток времени t от начального значения периодической составляющей $I_{п0г}$:

$$\frac{I_{птГ}}{I_{поГ}} = 0,92$$

По найденному отношению $\frac{I_{птГ}}{I_{поГ}}$ определяем искомое значение тока от генератора в заданный момент времени t, c :

$$t = t_{рз} + t_{св} , \quad (7.16)$$

Где: $t_{рз}$ -минимальное время срабатывания релейной защиты (0,01с);

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя;

$$t = 0,01 + 0,05 = 0,06$$

Тогда периодическая составляющая тока генератора через заданный промежуток времени ,кА:

$$I_{птГ} = \frac{I_{птГ}}{I_{поГ}} \cdot I_{поГ} = 0,92 \cdot 4,346 = 3,998 \text{ кА} \quad (7.17)$$

Действующее значение тока КЗ в точке К-1 по формуле:

$$I_{пт} = (4,0 + 3,998) \cdot 1,12 = 8,958 \text{ кА}$$

7.2. Расчет аperiodической составляющей и ударного тока трехфазного КЗ

При КЗ вблизи генераторов или блоков генератор-трансформатор для каждой из ветвей находят эквивалентные постоянные времена $T_{азГ}$ $T_{азС}$ и ударные коэффициенты $K_{удГ}$ $K_{удС}$. Значения величин берем из [5, с 183].

$$\begin{aligned} T_{азГ} &= 0,32 \\ T_{азС} &= 0,06 \\ K_{удГ} &= 1,97 \\ K_{удС} &= 1,85 \end{aligned}$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{уд} = i_{удГ} + i_{удС} = \sqrt{2} \cdot I_{поГ} \cdot K_{удГ} + \sqrt{2} \cdot I_{поС} \cdot K_{удС} \quad (7.18)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,346 \cdot 1,97 + \sqrt{2} \cdot 4,0 \cdot 1,85 = 22,573 \text{ кА}$$

Аperiodическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени следует определять по формуле, кА:

$$\begin{aligned} i_{ат} = i_{атГ} + i_{атС} &= \sqrt{2} \cdot I_{поГ} \cdot \exp\left(-\frac{t}{T_{азГ}}\right) + \\ &+ P\sqrt{2} \cdot I_{поС} \cdot \exp\left(-\frac{t}{T_{азС}}\right) \end{aligned} \quad (7.19)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,346 \cdot \exp\left(-\frac{0,06}{0,368}\right) + \sqrt{2} \cdot 4,0 \cdot \exp\left(-\frac{0,06}{0,06}\right) = 7,176 \text{ кА}$$

Определение интеграла Джоуля:

$$B_k = B_G + B_S, \quad (7.20)$$

Где: B_G - интеграл Джоуля в ветви генератора;

B_S - интеграл Джоуля в ветви системы;

$$B_S = I_{поС}^2 \cdot (t_{откл} + T_{ас}), \quad (7.21)$$

Где: $t_{откл}$ -время отключения

$$B_G = 4,0^2 \cdot (0,06 + 0,06) = 2,208 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$B_S = I_{поГ}^2 \cdot (B_{G*} \cdot t_{откл} + T_{аГ} \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{откл}}{T_{аГ}}}\right)) \quad (7.22)$$

$$B_G = 4,346^2 \cdot \left(0,85 \cdot 0,05 + 0,32 \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,06}{0,32}} \right) \right) = 3,042$$

$$B_k = 2,208 + 3,042 = 5,25 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результаты расчетов остальных точек произведем на ЭВМ и сведем в таблицу 7.2.1

Таблица 7.2.1-Результаты расчетов токов короткого замыкания

Точки КЗ	$I_{п0}, \text{кА}$	$I_{пт}, \text{кА}$	$I_{ат}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2\text{с}$
1	9,348	8,958	8,037	25,28	5,25
2	98,382	94,555	133,39	275,489	639,607
3	13,218	12,704	12,793	36,079	13,229
4	133,593	128,791	157,745	370,118	376,366
5	94,479	90,817	99,099	259,331	129,783

8. Выбор электрических аппаратов, шинных конструкций, токопроводов и кабелей.

8.1. Выбор выключателей

Выбор выключателей проводится по номинальному току и номинальному напряжению. Необходимо произвести выбор выключателей по следующим параметрам:

1. Проверка по длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}} , \quad (8.1)$$

Где: $I_{\text{ном}}$ - номинальный ток выключателя;
 $I_{\text{раб.мах}}$ - номинальный ток нормального режима.

2. Проверка по напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} , \quad (8.2)$$

Где: $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение выключателя;
 $U_{\text{уст}}$ - номинальное напряжение сети, в которой установлен выключатель.

3. Проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}} , \quad (8.3)$$

Где: $I_{\text{откл}}$ - номинальный ток отключения выключателя.

4. Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100} , \quad (8.4)$$

Где: $i_{\text{а.ном}}$ - номинальное значение апериодической составляющей тока отключения;

$\beta_{\text{н}}$ - нормированное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения.

Нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе $\beta_{\text{н}} = 47\%$.

5. По включающей способности проверка производится по условию:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл.ном}} , \quad (8.5)$$

Где: $I_{\text{вкл.ном}}$ - начальное действующее значение периодической составляющей номинального тока включения.

6. Проверка на электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (8.6)$$

Где: $i_{дин}$ - наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу.

7. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (8.7)$$

Где: W_k - тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{тер}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости);

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости.

8.1.1. Выбор выключателей для ОРУ 500 кВ

Выполним проверку для элегазового выключателя типа ВГУ-500Б-40/3150У1, ХЛ1. Необходимо произвести выбор выключателей по следующим параметрам:

Расчетные и каталожные данные сведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Результаты выбора выключателя ВГУ-500Б-40/3150У1, ХЛ1

Условие выбора	Данные выключателя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	3150 А	1688 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$I_{отк.ном} \geq I_{пт}$	40 кА	8,958 кА
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	35,95 кА	8,037 кА
$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}$	40 кА	9,348 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	102 кА	25,28 кА
$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	40 кА ² ·с	5,25 кА ² ·с

Таблица 8.2 – Результаты выбора выключателя ВЭК-220-40/2000У1

Условие выбора	Данные выключателя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	2000 А	1220А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{отк.ном} \geq I_{нт}$	40 кА	12,704 кА
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	35,95 кА	12,793 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	102 кА	36,079 кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	50 кА ² ·с	13,229 кА ² ·с

Таблица 8.3 – Результаты выбора выключателя в составе генераторного распределительного устройства ВВГ-20-160/20000У3

Условие выбора	Данные выключателя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	20000 А	5520 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	24 кВ	20 кВ
$I_{отк.ном} \geq I_{нт}$	160,0 кА	90,817 кА
$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}$	150,0 кА	94,479 кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	160 кА ² ·с	129,783 кА ² ·с

8.1.2. Выбор разъединителей

Выбор разъединителей произведем по тем же параметрам сети, что и при выборе выключателей. Результаты выбора разъединителей представлены в таблицах ниже.

Таблица 8.4 – Результаты выбора разъединителя РПД -500/3150 У1.

Условие выбора	Данные разъединителя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	3150 А	1688 А

Продолжение таблицы 8.4.

$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	40 кА	25,28 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}^* \geq B_k$	856 кА ² ·с	5,25 кА ² ·с

Таблица 8.5 – Результаты выбора разъединителя РПД -220/2500 У1.

Условие выбора	Данные разъединителя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	2500 А	1220 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	64 кА	36,079 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}^* \geq B_k$	15,5 кА ² ·с	13,229 кА ² ·с

Таблица 8.6 – Результаты выбора разъединителя в составе ВВГ-20-160/20000У3.

Условие выбора	Данные разъединителя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	8000 А	5220 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	25,3 кВ	15,75 кВ
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	320,0 кА	259,331 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}^* \geq B_k$	659,1 кА ² ·с	129,783 кА ² ·с

9. Выбор токоведущих частей

9.1. Выбор токоведущих частей РУ 220 кВ

Основное электрическое оборудование электростанций соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В распределительных устройствах 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

Выбор сечения шин производится по нагреву:

$$I_{\max} < I_{\text{доп}} \quad (9.1)$$

где I_{\max} – максимальный рабочий ток присоединения, $I_{\max} = 1174 \text{ А}$ [пункт 7]; $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток провода по условию нагрева.

Выбираем по два провода в фазе марки АС-240/39, диаметр провода $d=21,6 \text{ мм}$, тогда:

$$I_{\text{доп}} = 3 \cdot 610 = 1830 \text{ А};$$

По условию допустимого нагрева (10.1) получим: $1174 < 1830 \text{ А}$;

Неизолированные провода, расположенные на открытом воздухе, не подлежат проверке на термическую стойкость.

Проверку на электродинамическое действие токов КЗ также опускаем, т.к. выполняется условие:

$$I_{\text{ПО}} < 20 \text{ кА};$$

$$13,218 < 20 \text{ кА}.$$

Проверка по условиям коронного разряда необходима для гибких проводников напряжением 220 кВ, при сечениях провода ниже АС-240.

Таким образом, провод $3 \cdot \text{АС-240/39}$ проходит по всем требованиям.

9.2. Выбор сборных шин для ОРУ напряжением 500 кВ

Расчет по формуле 10.1:

Максимальный рабочий ток присоединения: $I_{\max} = 560 \text{ А}$;

Выбираем по три провода в фазе марки АС-300/66; Диаметр провода $d=25,5 \text{ мм}$ по [2, с.84];

$$I_{\text{доп}} = 2 \cdot 690 = 1380 \text{ А}.$$

По условию допустимого нагрева: $560 < 1380 \text{ А}$.

Проверка на электродинамическое действие токов КЗ не нужна, т.к. выполняется условие:

$$I_{\text{ПО}} = 9,348 < 20 \text{ кА}$$

					БР-13.03.02.04 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Проверка по условиям коронного разряда необходима для гибких проводников напряжением 500 кВ, при сечениях провода ниже АС-300.

Таким образом, провод 3*АС-300/66 проходит по всем требованиям.

9.3. Выбор комплектного экранированного токопровода (КЭТ)

Произведём выбор КЭТ для турбогенераторов ТЗВ-320-2. Выбираем ТЭНЕ-20-10000-300 УХЛ1. Условия выбора занесем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Выбор генераторного КЭТ.

Условие выбора	Параметры КЭТ	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	10000 А	5520 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	20кВ	20 кВ
$I_{динам.} \geq i_{уд}$	300,0 кА	259,331 кА

Произведём выбор КЭТ в отпайки на собственные нужды. Выбираем ТЭНЕ-20-1600-560 УХЛ1.

Таблица 9.2 – Выбор КЭП в отпайки на собственные нужды.

Условие выбора	Параметры КЭТ	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	10000 А	763 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	20кВ	20 кВ
$I_{динам.} \geq i_{уд}$	560,0 кА	300,769 кА

9.4. Выбор проводов длинных связей блочных трансформаторов и автотрансформаторов с ОРУ

Провода длинных связей блочных трансформаторов и автотрансформаторов с ОРУ выбирают по экономической плотности тока:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{НОРМ}}}{j_{\text{эк}}}$$

1. Для блочного трансформатора на стороне РУ ВН 500 кВ:

$$q_{\text{э}} = \frac{560}{1,4} = 218 \text{ мм}^2$$

Принимаем три провода в фазе марки АС 300/48, что удовлетворяет минимальному сечению проводников по условию короны. [3, с 20].

Проверяем провод 3×АС 300/48 согласно условию:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}},$$

$$\frac{560}{2} \leq 690,$$

$$280 \leq 690$$

2. Для блочного трансформатора на стороне РУ СН 220кВ:

$$q_{\text{э}} = \frac{1104}{1,4} = 152 \text{ мм}^2$$

Принимаем два провода в фазе марки АС 300/48, что удовлетворяет минимальному сечению проводников по условию короны.

Проверяем провод 2×АС 300/48 согласно условию:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}}$$

$$\frac{1104}{2} \leq 690$$

$$552 \leq 690$$

3. Для автотрансформатора на стороне РУ ВН 500кВ:

$$q_{\text{э}} = \frac{203}{1,4} = 145 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод в фазе марки АС 300/48, что удовлетворяет минимальному сечению проводников по условию короны.

Проверяем провод АС 300/48 согласно условию:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}}$$

$$203 \leq 690$$

4. Для автотрансформатора на стороне РУ СН 220кВ:

$$q_{\text{э}} = \frac{441}{1,4} = 315 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод в фазе марки АС 300/48, что удовлетворяет минимальному сечению проводников по условию короны.

Проверяем провод АС 300/48 согласно условию:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

$$441 \leq 690$$

Согласно [7], гибкие неизолированные провода имеют большую поверхность охлаждения, поэтому проверка на термическую стойкость не производится.

					<i>БР-13.03.02.04 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

10. Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частоты 50Гц.

Условия выбора трансформаторов:

1. Номинальное напряжение установки меньше номинального:

$$U_{ном} \geq U_{уст}. \quad (10.1)$$

2. Рабочий максимальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки:

$$I_{ном} \geq I_{раб.макс}. \quad (10.2)$$

3. Проверка на электродинамическую стойкость.

Электродинамическая стойкость трансформаторов тока определяется устойчивостью самих устройств, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются.

4. Проверка на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (10.3)$$

Проверка по вторичной нагрузке. Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2ном} = 50$ Ом.

Таблица 10.1.4 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТВТ500-I-1500/1

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка		
			А	В	С
Амперметр	Э350	1,5	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д365	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д365	1,5	0,5	-	0,5
Счётчик энергии	Альфа	0,5	3,6	-	3,6
Датчик энергии	-----	0,5	10	-	10
Итого:			15,1		15,1

Определяем сопротивление приборов, Ом,

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2} = \frac{15,1}{1^2} = 15,1; \quad (10.4)$$

$$r_{ПР} = z_{2ном} - r_k - r_{ПРИБ} = 50 - 0,1 - 15,1 = 34,8,$$

где $r_{\text{ПР}}$ – сопротивление провода, Ом;

$z_{2\text{НОМ}}$ – номинальное сопротивление трансформатора тока, Ом;

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом.

Сечение проводов, мм²,

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{34,8} = 0,075, \quad (10.5)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, мм²;

$l_{\text{РАСЧ}}$ – расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, м.

Согласно[1], в качестве соединительных проводов используются многожильные контрольные кабели. По условию механической прочности полученное расчётное сечение не должно быть меньше 2,5 мм² для медных жил. Примем контрольный кабель КРВГ сечением $q=2,5$ мм² и пересчитаем сопротивление проводов, Ом,

$$r'_{\text{нр}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05.$$

Сопротивление нагрузки трансформатора тока, Ом,

$$z_2 = r'_{\text{ПР}} + r_{\text{к}} + r_{\text{ПРИБ}} = 1,05 + 0,1 + 15,1 = 16,25. \quad (10.6)$$

Условия выбора ТТ сведем в таблицу.

5. Проверка по вторичной нагрузке. Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2\text{НОМ}}=40$ Ом.

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}. \quad (10.7)$$

Условия выбора трансформаторов тока сведём в таблицы.

Таблица 10.1– Выбор трансформатора тока ТФРМ-500Б-У1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$	500 кВ	500 кВ
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	2000 А	1688 А
$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$	16,25 Ом	40 Ом
$(k \cdot I^2) \cdot t > B$	2209 кА ² с	5,25 кА ² с

Таблица 10.2– Выбор трансформатора тока ТФЗМ-220 БIV-У1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	1500 А	1220 А
$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$	16,25 Ом	30 Ом
$(k \cdot I^2) \cdot t > B$	96,04 кА ² с	15,229 кА ² с

Таблица 10.3 – Выбор трансформатора тока ТВТ 220-I-1500/1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	1500 А	1220 А
$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$	16,25 Ом	50 Ом
$(k \cdot I^2) \cdot t > B$	1055 кА ² с	15,229 кА ² с

Таблица 10.4– Выбор трансформатора тока ТВТ 500-I-750/1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	750 А	203 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	16,25 Ом	60 Ом
$(k \cdot I^2) \cdot t > B$	116,64 кА ² с	1,568 кА ² с

Таблица 10.5– Выбор трансформатора тока ТВТ220-I-1500/1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	1500 А	441 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	16,25 Ом	50 Ом
$(k \cdot I^2) \cdot t > B$	1055 кА ² с	3,766 кА ² с

Таблица 10.6– Выбор трансформатора тока ТФРМ-500Б-У1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	1500 А	950 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	16,25 Ом	40 Ом
$(k \cdot I^2) \cdot t > B$	2209 кА ² с	1,568 кА ² с

Таблица 10.7– Выбор трансформатора тока ТФЗМ-220 БIV-У1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	1500 А	656 А
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	16,25 Ом	40 Ом
$(k \cdot I^2) \cdot t > B$	2593 кА ² с	3,766 кА ² с

Таблица 10.8 – Выбор трансформатора тока ТШВ24

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	24 кВ	20 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	24000 А	5520 А
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	16,25 Ом	40 Ом
$(k \cdot I^2) \cdot t > B$	62208,0 кА ² с	129,783 кА ² с

Таблица 10.9 – Выбор трансформатора тока ТШВ15

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	15,75 кВ	15,75 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	6000 А	965 А
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	16,25 Ом	50 Ом
$(k \cdot I^2) \cdot t > B$	43200 кА ² с	129,783 кА ² с

11. Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Контроль над режимом работы основного и вспомогательного оборудования осуществляется с помощью контрольно-измерительной аппаратуры, подключенной к трансформаторам напряжения.

Так как установлено ГРУ, то конструкция выполнена модульно, следовательно, трансформатор напряжения установлен заводом изготовителем.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}. \quad (11.1)$$

2. По вторичной нагрузке:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}, \quad (11.2)$$

Где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения.

Таблица 11.2.1 – Вторичная нагрузка НКФ500-78

Прибор	Тип	$S_{\text{обм}}, \text{ВА}$	Кол-во обмоток	$\text{Cos}\phi, \text{о.е.}$	$P, \text{Вт}$	$Q, \text{Вар}$
Вольтметр	Э-377	2	1	1	2	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	3	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	3	-
Счетчик реактивной энергии	СЭТЗ	4	2	1	8	
Счетчик активной энергии	СЭТЗ	2	2	1	4	-
Частотомер	Э-372	3	1	1	3	-
Итого					23	

Определим вторичную нагрузку ТН, ВА,

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{23^2 + 0} = 23.$$

Выбор трансформатора напряжения сведём в таблицу

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}, \quad (11.3)$$

Где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения сведём в таблицы.

Таблица 11.1 – Выбор трансформатора напряжения НДЕ-500.

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$	300 ВА	23

Таблица 11.2 – Выбор трансформатора напряжения НКФ-220-58.

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$	300 ВА	23

12. Выбор схем открытых распределительных устройств

Схемы РУ должны удовлетворять ряд критериев. Важнейшие из них: надежность, экономичность, удобство эксплуатации, техническая гибкость, экологическая чистота, компактность, унифицированность. Удобство эксплуатации, техническую гибкость и экологическую чистоту следует также рассматривать в контексте соответствующих нормативов безопасности персонала и предельно допустимых параметров воздействия электроустановки на окружающую среду. Техническое решение должно обеспечивать требуемое качество электроэнергии [11].

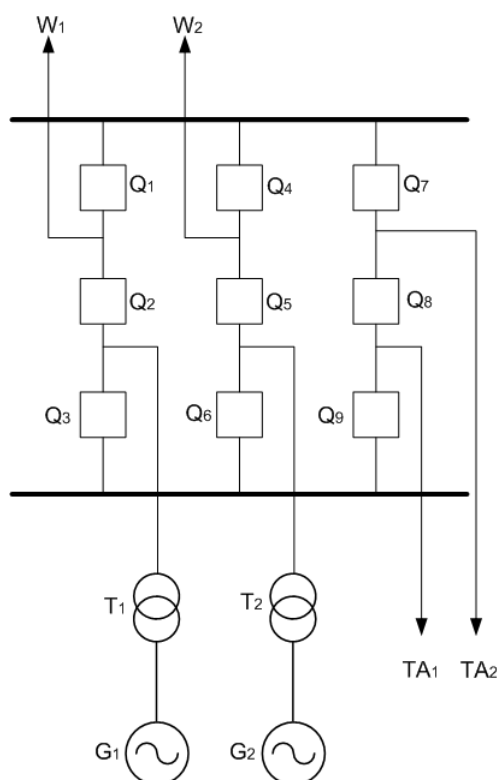


Рисунок 12.1 – Схема с двумя системами шин и тремя выключателями ОРУ 500 кВ

Для РУ 500 кВ выбрали схему с двумя системами шин и тремя выключателями.

Достоинства:

1. При КЗ на одной СШ отключаются выключатели 1-го или 3-го ряда, а все присоединения остаются в работе.
2. При выводе в ремонт I или II СШ не требуются сложные переключения. Необходимо отключить выключатели 1-го или 3-го ряда.
3. При КЗ на линии отключаются 2 её выключателя и в случае отказа одного из них либо гасится система шин без присоединений, либо теряется одна линия или один генератор.
4. При ремонте одной из СШ и КЗ на другой потери питания присоединений не происходит. Однако блоки выделяются каждый на свою

линию.

Данная схема применяется в РУ мощных узловых ПС 220-750 кВ, т.к. сохранение в работе ВЛ указанных напряжений во много раз превышает экономию на стоимость ячеек РУ. Схема применяется при числе присоединений 6 и более при повышенных требованиях к надежности подключения потребителей.

Полуторная схема является очень надежной при КЗ и ремонте, ремонт любого выключателя производится без перерыва питания и без сложных переключений.

Данная схема отвечает необходимой надежностью с учетом возможных режимов работы РУ, повреждений оборудования, отказов коммутационной аппаратуры и устройств релейной защиты.

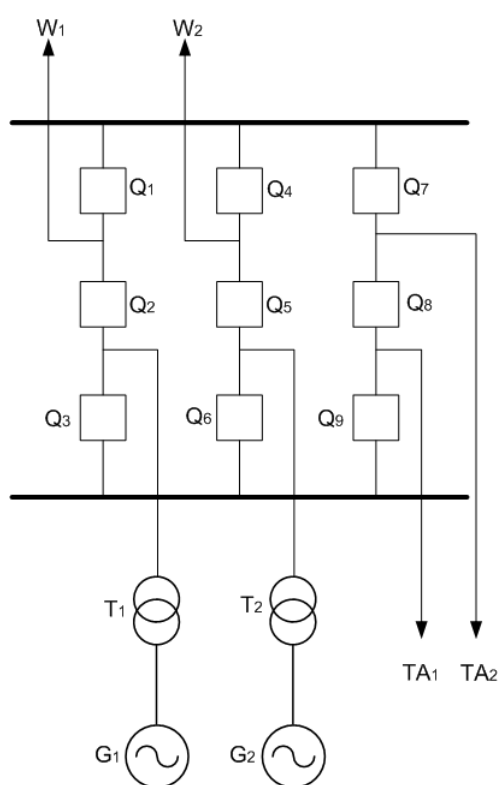


Рисунок 12.2 – Схема с двумя системами шин и тремя выключателями ОРУ 220кВ

Для РУ 220 кВ выбрали схему с двумя системами шин и тремя выключателями.

Достоинства:

1. При КЗ на одной СШ отключаются выключатели 1-го или 3-го ряда, а все присоединения остаются в работе.
2. При выводе в ремонт I или II СШ не требуются сложные переключения. Необходимо отключить выключатели 1-ого или 3-го ряда.
3. При КЗ на линии отключаются 2 её выключателя и в случае отказа одного из них либо гасится система шин без присоединений, либо те-

рывается одна линия или один генератор.

4. При ремонте одной из СШ и КЗ на другой потери питания присоединений не происходит. Однако блоки выделяются каждый на свою линию.

Данная схема применяется в РУ мощных узловых ПС 220-750 кВ, т.к. сохранение в работе ВЛ указанных напряжений во много раз превышает экономию на стоимость ячеек РУ. Схема применяется при числе присоединений 6 и более при повышенных требованиях к надежности подключения потребителей.

Полуторная схема является очень надежной при КЗ и ремонте, ремонт любого выключателя производится без перерыва питания и без сложных переключений.

Данная схема отвечает необходимой надежностью с учетом возможных режимов работы РУ, повреждений оборудования, отказов коммутационной аппаратуры и устройств релейной защиты.

					<i>БР-13.03.02.04 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

13. Молниезащита ОРУ 500 кВ

Защита выполняется отдельно-стоящими стержневыми молниеотводами, либо устанавливаемыми на линейных или трансформаторных порталах для защиты наиболее возвышающихся объектов ОРУ. Ориентировочно выбираем установку молниеотводов на порталах ОРУ.

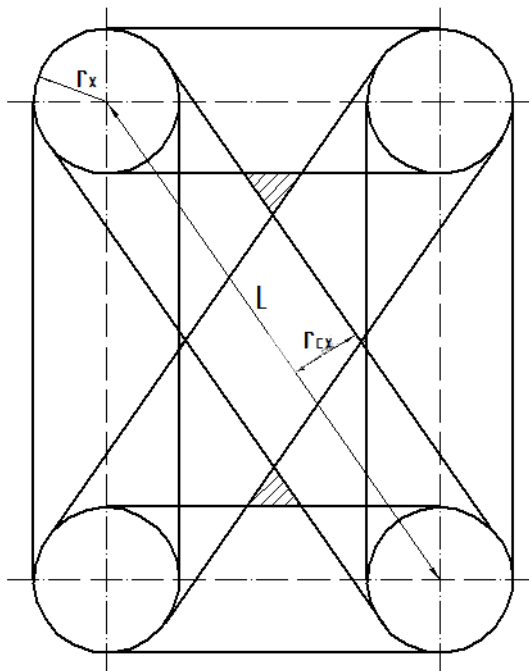


Рисунок 13 – Зона защиты ОРУ 500 кВ

Согласно [12], Электрические станции и подстанции относятся к специальным объектам и вероятность защиты этих объектов должна быть не менее 0.995.

1. Выявляем наиболее возвышающиеся на ОРУ объекты, требующие защиты от прямых ударов молний. Это гибкие шины на высоте $h_x = 30,5$ м.
2. Ориентировочно выбирают места установки молниеотводов на порталах.

3. Определяем диагональ L

$$L = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (13.1)$$

Где a_1 - ширина между молниеотводами, м;

a_2 - длина между молниеотводами, м;

$$L = \sqrt{28^2 + 33,75^2} = 43, \text{ м.}$$

4. По [3] расстояние между стержневыми молниеотводами

$$L_c = [2,25 - 0,0107 \cdot (h - 30)] \cdot h, \quad (13.2)$$

Где h - высота стержневого молниеотвода, принята равной $h=56$.

$$L_c = 2,25 - 0,0107 \cdot 56 - 30 \cdot 56 = 110,4.$$

Для того, что бы зона защиты не имела провала, необходимо выполнение условия:

$$L \leq L_c, \quad (13.3)$$

$$43 \leq 110,4.$$

Данное условие соблюдается.

5. Принимая высоту молниеотвода $h = h_n$ по [12] определяют параметры конуса защиты одиночного стержневого молниеотвода.

Находим высоту конуса

$$h_0 = 0,72 \cdot h \quad (13.4)$$

$$h_0 = 0,72 \cdot 56 = 40,32 \text{ м.}$$

6. Находим радиус конуса

$$r_0 = (0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot h - 30) \cdot h, \quad (13.5)$$

$$r_0 = (0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot 56 - 30) \cdot 56 = 37,12 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты r_x на высоте защищаемого объекта h_x определяется по формуле:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (13.6)$$

$$r_x = \frac{37,12(40,32 - 30,5)}{40,32} = 9,04 \text{ м}$$

7. Вычерчиваем зону защиты на разрезах ОРУ (Рис.13)

Сечение зоны защиты четырех молниеотводов имеет незначительные провалы (заштрихованные области на рисунке 13). В данных областях отсутствует ошиновка и электрооборудование и защита не требуется.

В РУ, к которым присоединены воздушные ЛЭП, для защиты от волн, набегающих с линий электропередачи, должны быть установлены ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН).

14. Расчёт заземляющих устройств для ОРУ 500 кВ

Критерием расчёта заземляющих устройств служит величина наибольшего допустимого напряжения прикосновения, определяющегося в зависимости от времени $t_{\text{откл}} = 0,016$ с. Величина наибольшего допустимого напряжения для этого времени отключения по [12] равна $U_{\text{пр.доп}} \leq 500$ В.

Многослойный грунт на территории размещения ОРУ 500 кВ условно представляется двухслойным. Удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_1 = 500$ Ом · м, удельное сопротивление нижнего слоя (суглинок) $\rho_2 = 60$ Ом·м.

Площадь заземляющего устройства принимаем равной площади, занимаемой ОРУ 500 кВ.

$$S = a \cdot b, \quad (14.1)$$

Где a - длина ОРУ 500 кВ;

b - ширина ОРУ 500 кВ.

$$S = 282 \cdot 84 = 23688 \text{ м}^2.$$

Разбиваем данную площадь горизонтальными полосами на квадраты со сторонами $a = 28$ м.

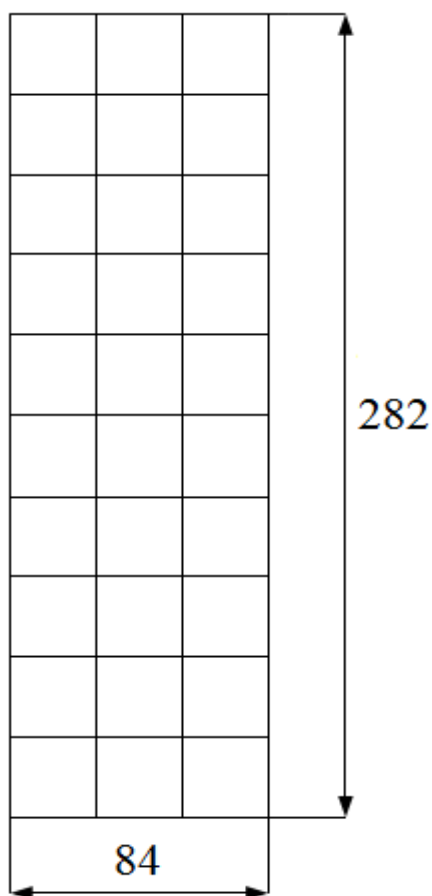


Рисунок 15 - Заземляющее устройство ОРУ 500 кВ

Определяем коэффициент β :

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{С}}}, \quad (14.2)$$

Где $R_{\text{ч}}$ – сопротивление тела человека;

$R_{\text{С}}$ – сопротивление растекания тока от ступней человека.

Принимаем: $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$;

$$R_{\text{С}} = 1,5 \cdot \rho_1. \quad (14.3)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 500} \approx 0,571.$$

Коэффициент напряжения прикосновения для сложных заземлителей:

$$K_{\text{П}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{В}} \cdot L_{\text{Г}}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (14.4)$$

Где M - параметр, зависящий от отношения ρ_1/ρ_2 ;

$l_{\text{В}}$ - длина вертикального заземлителя;

$L_{\text{Г}}$ - суммарная длина горизонтальных заземлителей; a - расстояние между вертикальными заземлителями;

S - площадь заземляющего устройства.

Принимаем:

$$M = 0,806;$$

$$l_{\text{В}} = 5 \text{ м};$$

$$L_{\text{Г}} = 2615 \text{ м};$$

$$a = 28 \text{ м}.$$

$$K_{\text{П}} = \frac{0,806 \cdot 0,571}{\left(\frac{2 \cdot 2615}{28 \cdot \sqrt{23688}} \right)^{0,45}} = 0,422.$$

Определим ток, стекающий с заземлителя при однофазном коротком замыкании:

$$I_{\text{з}} = (0,4 \div 0,6) \cdot I_{\text{по}}^{(1)} \quad (14.5)$$

$$I_{\text{з}} = 0,5 \cdot 5300 = 2650 \text{ А}.$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчётную квадратную модель.

$$S = \sqrt{23688} = 153,909.$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\text{Г}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (14.6)$$

$$m = \frac{2615}{2 \cdot \sqrt{23688}} - 1 = 7,496$$

Принимаем $m = 8$ шт.

Определим длину полос в расчётной модели:

$$L_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \quad (14.7)$$

$$L_r = 2 \cdot 153,9 \cdot (8+1) = 2770 \text{ м.}$$

Определим длина стороны ячейки квадрата:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (14.8)$$

$$b = \frac{153,9}{8} = 19,24 \text{ м.}$$

Определим число вертикальных электродов по периметру:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (14.9)$$

Где а – расстояние между вертикальными заземлителями.

$$n_B = \frac{4 \cdot 153,9}{28} = 21,99 \text{ шт.}$$

Принимаем $n_B = 22$ шт.

Найдем общую длину вертикальных электродов:

$$L_B = l_B \cdot n_B; \quad (14.10)$$

$$L_B = 5 \cdot 22 = 110 \text{ м.}$$

Найдем относительную глубину:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad (14.11)$$

Где t - глубина укладки заземлителя.

Примем: $t=0,7$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5+0,7}{153,9} = 0,037 < 0,1$$

Исходя из относительной глубины найдём коэффициент А:

$$A = 0,444 \cdot 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad (14.12)$$

Определим общее сопротивление заземляющего устройства в квадратной модели.

$$R = A \cdot \frac{\rho_{\text{Э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{Э}}}{L_r + L_B} \quad (14.13)$$

Где $\rho_{\text{Э}}$ - удельное сопротивление грунта;

$$\rho_{\text{Э}} = 1,4 \cdot \rho_2, \text{ Ом} \cdot \text{ м};$$

$$R_3 = \frac{1,4 \cdot 60}{153,9} + \frac{1,4 \cdot 60}{2770 + 110} = 0,430 \text{ Ом,}$$

Определим напряжение на заземлителе при протекании тока I₃:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр. доп.}}}{K_{\text{П}}}. \quad (14.14)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,422} = 1184,83B.$$

Определим допустимое сопротивление заземляющего устройства.

$$R_{3, \text{доп.}} = \frac{U_3}{I_3}; \quad (14.15)$$

$$R_{3, \text{доп.}} = \frac{1184,83}{2650} = 0,447 \text{ Ом.}$$

$$U_{\text{ПР}} = K_{\text{П}} \cdot I_3 \cdot R_3; \quad (14.16)$$

$$U_{\text{ПР}} = 0,422 \cdot 2650 \cdot 0,275 = 481 \text{ В.}$$

Проверяем заземляющее устройство по условиям:

$$R_3 = 0,430 < R_{3, \text{доп.}} = 0,447, \quad (14.17)$$

$$U_{\text{ПР}} = 481 \text{ В} < U_{\text{ПР. доп.}} = 500 \text{ В.} \quad (14.18)$$

Условия выполняются.

15. Расчет аппаратов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений.

В РУ, к которым присоединены воздушные ЛЭП, для защиты от волн, набегающих с линий электропередачи, должны быть установлены ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН).

Выбор ОПН производят:

1. По наибольшему длительному допустимому рабочему напряжению [9].

Условие выбора следующее:

$$U_{\text{про}} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{\text{нс}}, \quad (12.1)$$

где $U_{\text{нс}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети, значения приведены в таблице 12.1;

$U_{\text{про}}$ – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя.

Таблица 12.1- Номинальные и наибольшие рабочие напряжения сетей высокого напряжения

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{наиб.раб}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нс}}, \text{кВ}$
20,0	12,14	21,0
220,0	133,53	231,0
500,0	303,47	525,0

2. По номинальному разрядному току грозового импульса: не менее 5-10 кА для ОПН 110 кВ и выше.

3. По условию обеспечения взрывобезопасности:

$$I_{\text{вб}} \geq 1,15 I_{\text{кз}}$$

Проверим выполнение условия для ОРУ 500 кВ:

$$65 \geq 1,15 \cdot 25,28$$

$$65 \geq 29,07$$

4. По энергоемкости: не ниже второго класса (ток коммутационного импульса большой длительности не ниже 550 А).

Места установки ОПН определяют функциональным назначением соответствующего ограничителя и рекомендациями ПУЭ и приведены на главной схеме.

Для РУ высокого напряжения (500 кВ) принимаем ОПН от производителя АО «Феникс – 88» г. Новосибирска. Маркировка данного ограничителя имеет вид:

ОПН – 500/303/20/1600/(IV) 2 УХЛ1

Для РУ среднего напряжения (220 кВ) принимаем ОПН от производителя АО «Феникс – 88» г. Новосибирска. Маркировка данного ограничителя имеет вид:

ОПН – 220/146/10/550(IV) 3 УХЛ1

Для цепей генераторного напряжения (20 кВ) принимаем ОПН от производителя АО «Феникс – 88» г. Новосибирска. Маркировка данного ограничителя имеет вид:

ОПН – 20/24/10/1000 (I) УХЛ1

					БР-13.03.02.04 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Заключение

При выполнении бакалаврской работы была спроектирована электрическая часть КЭС – 1280 МВт, которая имеет современное оборудование. В данном проекте есть возможность расширения, что позволит увеличить нагрузку. Благодаря соединению РУ ВН и РУ СН двумя трансформаторами связи взаимному, процесс электроснабжения является практически непрерывным.

					БР-13.03.02.04 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание 7, 2004 г.г.
2. Проектирование главной схемы электрических соединений. Учеб.пособие по курсовому и дипломному проектированию/ В.П.Возовик, В.А.Тремясов. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. 131 с.
3. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы ля курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов- 4-е из.,перераб. и доп.- М. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.: Энергоатомиздат,1989.-608 с.:ил
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.:ил.
5. Проектирование электрических станций. Рекомендовано Редакционно-издательским советом университета в качестве учебного пособия/ В.А. Тремясов.- Красноярск: ИПК СФУ, 2009.-280 с
6. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов.- 3-е изд.,перераб. и доп.-М. РожковаЛ.Д., Козулин В.С.:Энерго- атом-издат,1987.-648с.:ил.
7. Нормы технологического проектирования тепловых электростанций. Утверждены. Протокол научно-технического Совета Минэнерго СССР от 17 августа 1981 г
8. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Введен взамен СТО 4.2–07–2012 ; дата введ. 9. 01. 2014. – Красноярск: БИК СФУ, 2014. – 60 с.
9. Электронный каталог компаний АВВ. URL: <http://www.abb.ru>
10. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.-128 с.
11. Молниезащита ОРУ и главного корпуса электрической станции. Методические указания по дипломному проектированию для студентов направления подготовки дипломированных специалистов 650900 – «Электроэнергетика» (спец.100100, 100200, 100400) / Сост. Л. С. Синенко, С. А. Тимофеев, Ю. В. Хейтсон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. 20 с


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Коваленко И.В.

подпись

« 3 » июня 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.04

ПРОЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КЭС – 1280 МВт

Руководитель




канд.тех.наук

Тихонов А.А.

подпись, дата 2.06.17.

Выпускник

 1.06.17

Смирнов Р.А.

Красноярск 2017