

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
« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.04

Проект ТЭЦ 340 МВт

Руководитель

подпись, дата

должность, ученая степень

Возовик В.П.

Выпускник

подпись, дата

Щипунов С.Д.

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

« ____ » _____ 2015г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
В ФОРМЕ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студенту Щипунову Святославу Дмитриевичу

Группа ФЭ12-03Б Направление (специальность) 13.03.02.04

Электроэнергетика и электротехника, Электрические станции (профиль)

Тема выпускной квалификационной работы

«Проект ТЭЦ 340 МВт»

Утверждена приказом по университету № 4723/с от 5.04.2016г.

Руководитель ВКР В.П. Возовик
канд.экон.наук, доцент кафедры "ЭСиЭЭС"

Исходные данные для ВКР:

- 1) Число и мощность генераторов: 2х60 МВт, 1х220 МВт;
- 2) Параметры системы: $U_c=110$ кВ, $S_c=2300$ МВА, $x_c=0,7$ о.е., $S_p=9$ %;
- 3) Потребители района: $U_p=35$ кВ, $P_{\max}=90$ МВт, $P_{\min}=60$ МВт, $\cos\varphi=0,85$;
- 4) Потребители на генераторном напряжении: $U_r=10,5$ кВ, $P_{\max}=90$ МВт, $P_{\min}=40$ МВт, $\cos\varphi=0,84$.

Перечень разделов ВКР: 1) Выбор оборудования и схемы выдачи мощности; 2) Расчёт токов короткого замыкания; 3) Выбор схемы распределительных устройств; 4) Выбор электрических аппаратов, шинных конструкций, токопроводов и кабелей; 5) Молниезащита и расчёт заземляющих устройств ГРУ 10 кВ; 6) Исследование причин укоренного износа щёточно-контактного устройства турбогенератора.

Перечень графического материала : 1) Принципиальная схема ТЭЦ 340 МВт.

Руководитель ВКР

подпись

Возовик В.П.

Задание принял к исполнению

подпись

Щипунов С.Д.

« ___ » _____ 2015г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект ТЭЦ 340 МВт» содержит 68 страниц текстового документа, 1 приложение, 22 использованных источников, 1 листов графического материала.

СТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, ОБОРУДОВАНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕКТРИЧЕСТВО, ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ ТЭЦ.

Цели работы:

- проектирование электрической части ТЭЦ 340 МВт;
- выбор основного электротехнического оборудования;
- выбор линий связи;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор электрических аппаратов;
- выбор шинных конструкций, токопроводов и кабелей;
- выбор схем открытых распределительных устройств;
- проектирование молниезащиты;
- проектирование заземляющих устройств;
- проектирование главной схемы электрических соединений.

В итоге была спроектирована ТЭЦ 340 МВт, отвечающая всем необходимым требованиям надежности, безопасности, гибкости, а так же долговечностью.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Выбор генераторов.....	6
2 Составление вариантов структурных схем.....	6
2.1 Вариант 1.....	9
2.1.1 Схема выдачи мощности.....	9
2.1.2 Расчет перетоков мощности.....	9
2.1.2.1 Режим максимальных нагрузок.....	9
2.1.2.2 Режим минимальных нагрузок.....	11
2.1.2.3 Аварийный режим.....	12
2.1.3 Выбор трансформаторов для варианта 1.....	13
2.1.4 Определение потерь активной энергии в трансформаторах для варианта 1.....	14
2.1.5 Определение приведённых затрат для варианта 1.....	16
2.2 Вариант 2.....	17
2.2.1 Схема выдачи мощности.....	17
2.2.2 Расчет перетоков мощности.....	17
2.2.2.1 Режим максимальных нагрузок.....	17
2.2.2.2 Режим минимальных нагрузок.....	19
2.2.2.3 Аварийный режим.....	20
2.2.3 Выбор трансформаторов для варианта 2.....	21
2.2.4 Определение потерь активной энергии в трансформаторах для варианта 2.....	22
2.2.5 Определение приведённых затрат для варианта 2.....	24
2.3 Сравнение вариантов.....	25
3 Выбор основного оборудования.....	25
3.1 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	25
3.2 Предварительный выбор коммутационной аппаратуры.....	26
4 Определение числа линий связи с системой и числа линий нагрузок.....	28
4.1 Число линий связи с системой.....	28
4.2 Число линий нагрузок.....	28
4.2.1 Выбор числа линий нагрузки РУ 35 кВ.....	28
4.2.2 Выбор числа кабельных линий нагрузки ГРУ 10 кВ.....	28
5 Расчет токов короткого замыкания.....	29
5.1 Выбор базисных условий.....	29
5.2 Составление схемы замещения.....	30
5.3 Определение всех сопротивлений.....	31
5.4 Определение ЭДС источников питания.....	33
5.5 Расчёт токов КЗ в точке К-1 (110 кВ).....	33
5.5.1 Преобразование схемы замещения к простейшему виду.....	33
5.5.2 Определение периодической составляющей тока КЗ.....	34
5.5.3 Определение периодической составляющей тока КЗ на ЭВМ.....	35

5.5.4	Определение ударно тока КЗ.....	36
5.5.5	Расчет периодической и аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени $t=\tau$, определение интеграла Джоуля.....	37
6	Выбор электрических аппаратов, токоведущих частей и шинных конструкций.....	40
6.1	Окончательный выбор коммутационной аппаратуры.....	40
6.2	Выбор комплектно-экранированного токопровода.....	44
6.3	Выбор шин и ошиновки.....	45
6.3.1	Выбор шин и ошиновок на ГРУ 10 кВ.....	45
6.3.2	Выбор шин и ошиновок на РУ 110 кВ.....	46
6.3.3	Выбор шин и ошиновок на РУ 35 кВ.....	47
6.4	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	48
6.5	Выбор токоограничивающих реакторов.....	50
6.6	Выбор ограничителей перенапряжений.....	51
7	Выбор схем распределительных устройств.....	51
7.1	ОРУ 110 кВ.....	51
7.2	ОРУ 35 кВ.....	52
7.3	ГРУ 10 кВ.....	53
8	Молниезащита ГРУ 10 кВ.....	54
9	Расчёт заземляющих устройств для ГРУ 10 кВ.....	55
10	Исследование причин ускоренного износа щёточно-контактного устройства турбогенератора.....	58
	Заключение.....	64
	Список использованных источников.....	65
	ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	67

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика представляет собой отрасль промышленности, занимающаяся производством электрической энергии, а также ее передачи потребителям.

В основе производственного потенциала России в настоящее время лежит более 700 электростанций общей мощностью 230 ГВт и линии электропередачи всех классов напряжения общей протяженностью более 2,5 млн. км. Около 90% всех генерирующих мощностей сосредоточено в единой энергосистеме России (ЕЭС), являющейся уникальным энергетическим комплексом, обеспечивающим взаимосвязь электрических станций и осуществляющей надежное и бесперебойное питание потребителей на основной части территории страны. В структуре генерирующих мощностей энергосистемы России преобладают тепловые электрические станции (ТЭС), доля которых составляет 68,4%. Остальную часть занимают атомные станции, доля которых 10,7%, и гидравлические – 20,9%. В западной части России более 80% ТЭС работают на газе и мазуте, в то же время в восточной части страны (за Уралом) около 80% тепловых станций работают на угле.

Высшим номинальным напряжением воздушных линий электропередачи на переменном токе в энергосистеме России в настоящее время является напряжение 1150 кВ. Основу передающей системы ЕЭС России составляют воздушные линии классов напряжения 330-500-750-1150 кВ. Общая протяженность ВЛ этих классов напряжения в 2012 году составила более 55 тыс. км.

За годы реформ 90х резко ухудшилось состояние экономических показателей работы отрасли. С 1991 года потери в электрических сетях увеличились почти в 1,5 раза, более чем в 1,5 раза увеличилась удельная численность персонала в отрасли.

Основные причины снижения эффективности функционирования отрасли являются:

- Отсталые энергетические технологии, используемые на электрических станциях на угле и газе;
- Отсутствие оптимальной системы управления отраслью в условиях образования многочисленных собственников электроэнергетических объектов;
- Резкое сокращение научно-технического потенциала в отрасли;
- Сокращение потенциала в отраслях электроэнергетической разработки, серьезное отставание от развитых стран в сфере разработки, освоения и внедрения новых технологий производства и передачи электроэнергии.

Основными задачами электроэнергетики на современном этапе ее развития являются:

- Замена технологий для производства и передачи электроэнергии на наиболее передовые, адекватные мировому уровню;
- Разработка новых технологий, в том числе «прорывных», по всем видам электротехнической деятельности;
- Оптимизация структуры генерирующих мощностей, включая увеличение доли маневренных ГТУ;
- Создание эффективной системы функционирования энергосистемы России, обеспечивающей минимизацию затрат и, соответственно, тарифов на тепловую и электрическую энергию.

Тем не менее, Российская энергосистема обоснованно считается одной из самых надежных в мире. За почти полвека эксплуатации системы в России, в отличие, например, от США и Канады, не произошло ни одного глобального нарушения электроснабжения. И даже выход из строя мощнейших станций, как было в случае с Саяно-Шушенской ГЭС, не приводит к серьезным последствиям для энергосистемы региона.

Для реализации вышеприведенных мер был разработан ряд правительственных программ, в том числе «Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 г». Насколько эти программы будут выполняться, покажет время.

1 Выбор генераторов

Согласно заданию на проектирование, установленная мощность ТЭЦ составляет 340 МВт. На ТЭЦ установлено 3 турбогенератора: 1 турбогенератор номинальной мощностью 220 МВт и 2 турбогенератора номинальной мощностью 60 МВт. Исходя из начальных данных, выбираем турбогенераторы ТВФ-60-2Е УЗ и ТВВ-220-2Е УЗ. Необходимые для дальнейших расчётов технические характеристики турбогенераторов приведены в таблице 1 [8, табл. 5.1].

Таблица 1 – Технические характеристики генераторов.

Тип	$P_{\text{ном}}$, МВт	$Q_{\text{ном}}$, МВар	$\cos\phi$, о.е.	$U_{\text{ном}}$, кВ	X_d'' , о.е.	КПД, %
2×ТВФ-60-2Е УЗ	60	45	0,8	10,5	0,195	98,5
ТВВ-220-2Е УЗ	220	137	0,85	15,75	0,20	98,6

2 Составление вариантов структурных схем

В задании на курсовой проект необходимо спроектировать электрическую часть ТЭЦ установленной мощностью 340 МВт, включающую 1 турбогенератор мощностью 220 МВт и 2 турбогенератора мощностью 60 МВт. ТЭЦ будет обеспечивать электроэнергией потребителей на генераторном напряжении и потребителей района на напряжении 35 кВ. В данном курсовом проекте на первоначальном этапе составлено 5 вариантов схем выдачи мощности, которые представлены на рисунках 1–5.

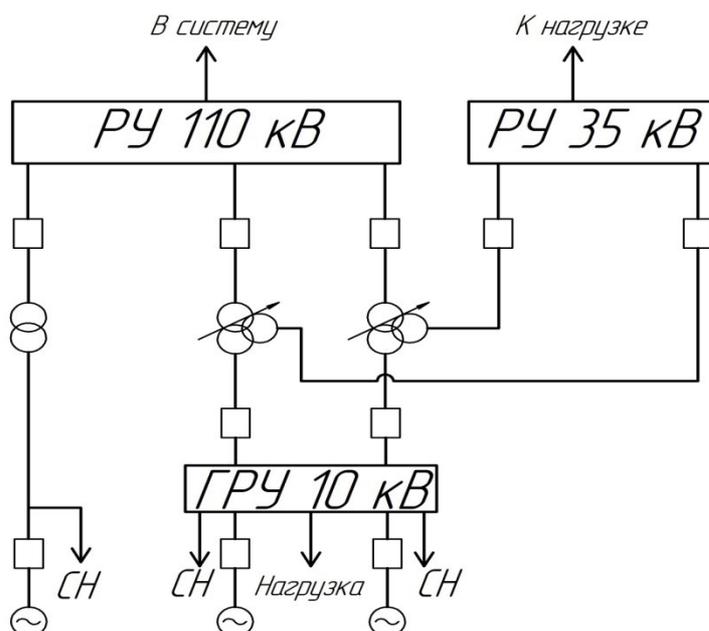


Рисунок 1 – Вариант 1 схемы выдачи мощности ТЭЦ

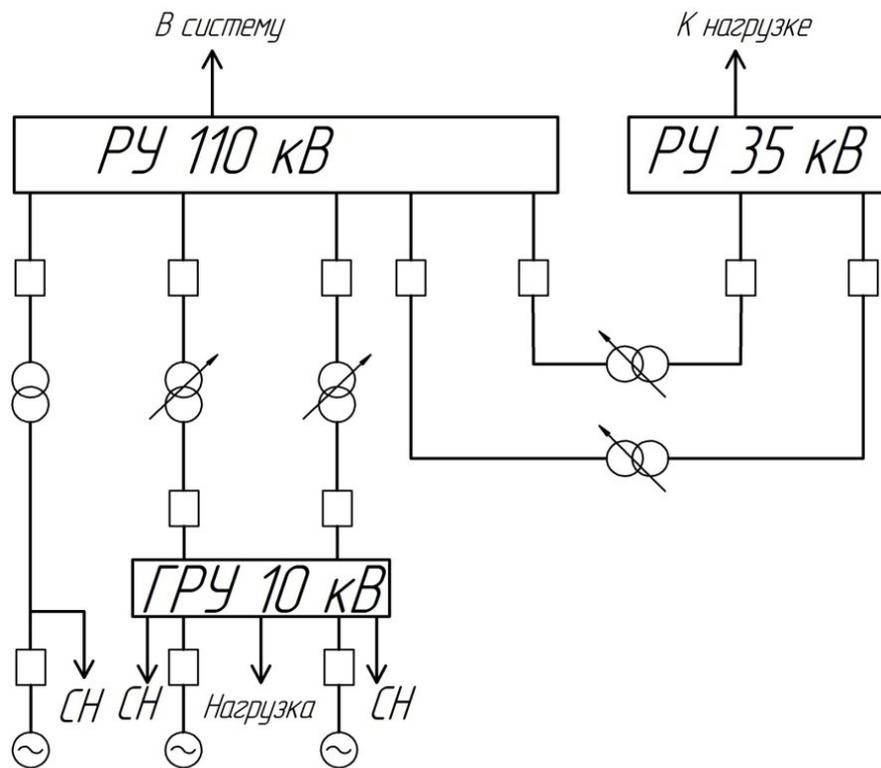


Рисунок 2 – Вариант 2 схемы выдачи мощности ТЭЦ

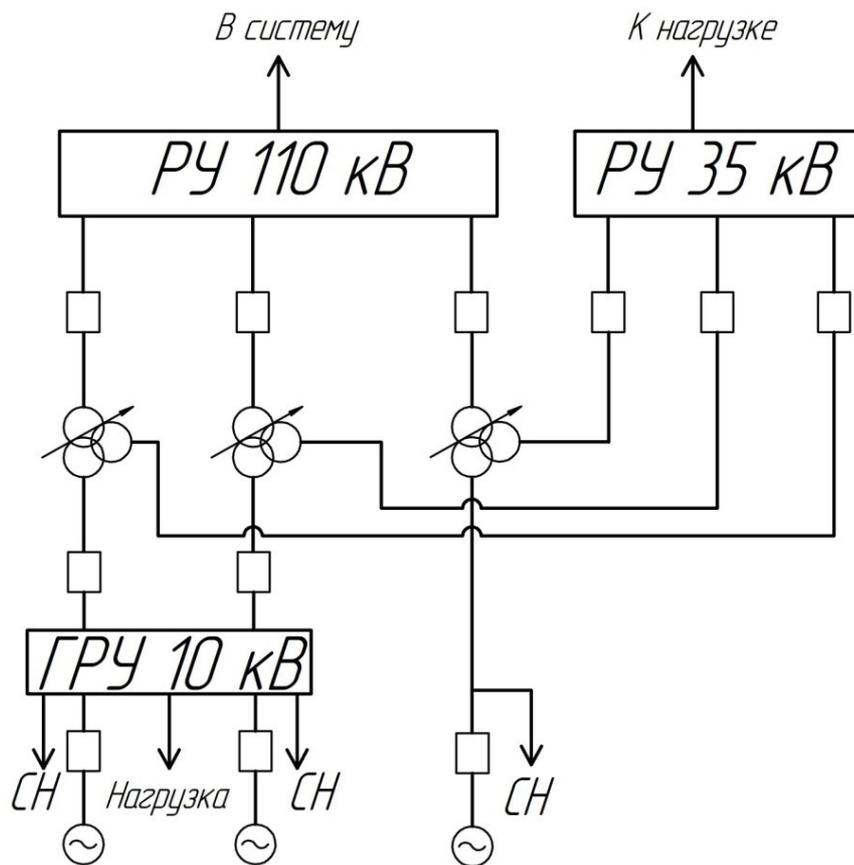


Рисунок 3 – Вариант 3 схемы выдачи мощности ТЭЦ

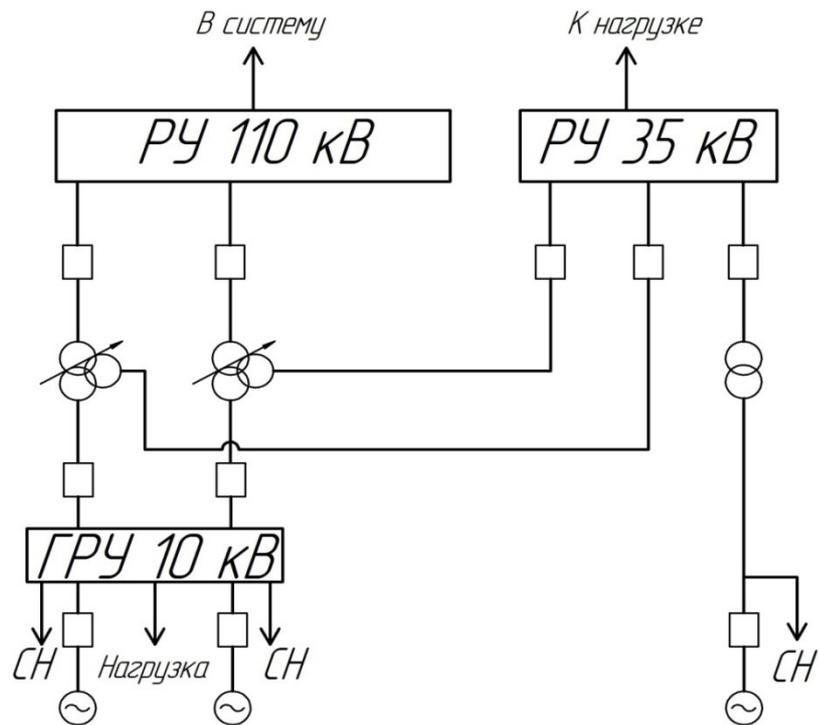


Рисунок 4 – Вариант 4 схемы выдачи мощности ТЭЦ

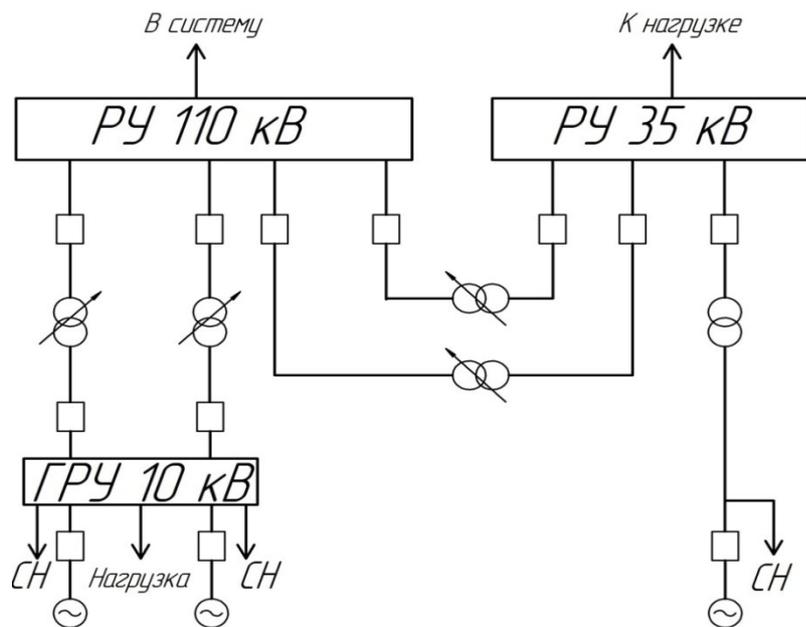


Рисунок 5 – Вариант 5 схемы выдачи мощности ТЭЦ

Так как турбогенераторы мощностью 220 МВт выпускаются с напряжением статорной обмотки 15,75 кВ, а промышленность не выпускает серийно двухобмоточные трансформаторы 35/15 кВ и трёхобмоточные трансформаторы 110/35/15 кВ, то из дальнейшего рассмотрения исключаем схемы № 3, 4, 5. Далее рассмотрим варианты выдачи мощности № 1 и 2, проведём расчёт перетоков мощности в режиме максимальной, минимальной нагрузки и в аварийном режиме. Проведём упрощенное сравнение вариантов по

критерию минимума приведённых затрат без учёта ущерба от ненадёжности, а также принимая капиталовложения равными стоимости трансформаторов, а издержки – стоимости потерь в трансформаторах.

2.1 Вариант 1

2.1.1 Схема выдачи мощности

Вариант схемы представлен на рисунке 1. В данном варианте схемы генераторы 60 МВт будут работать на шины ГРУ 10 кВ. От ГРУ будут питаться потребители на генераторном напряжении без трансформации. Излишки мощности через трёхобмоточные трансформаторы связи будут передаваться для питания потребителей на стороне 35 кВ и выдачи мощности через РУ 110 кВ в ЭЭС. Третий генератор 220 МВт будет работать в блоке с повышающим двухобмоточным трансформатором, передавая всю мощность на РУ 110 кВ. Часть мощности будет расходоваться на питание потребителей района, оставшаяся часть мощности будет выдаваться в систему. Таким образом, в данном варианте выполнена характерная для многих ТЭЦ схема выдачи мощности смешанного типа (имеется блок генератор-трансформатор и ГРУ).

2.1.2 Расчёт перетоков мощности

2.1.2.1 Режим максимальных нагрузок

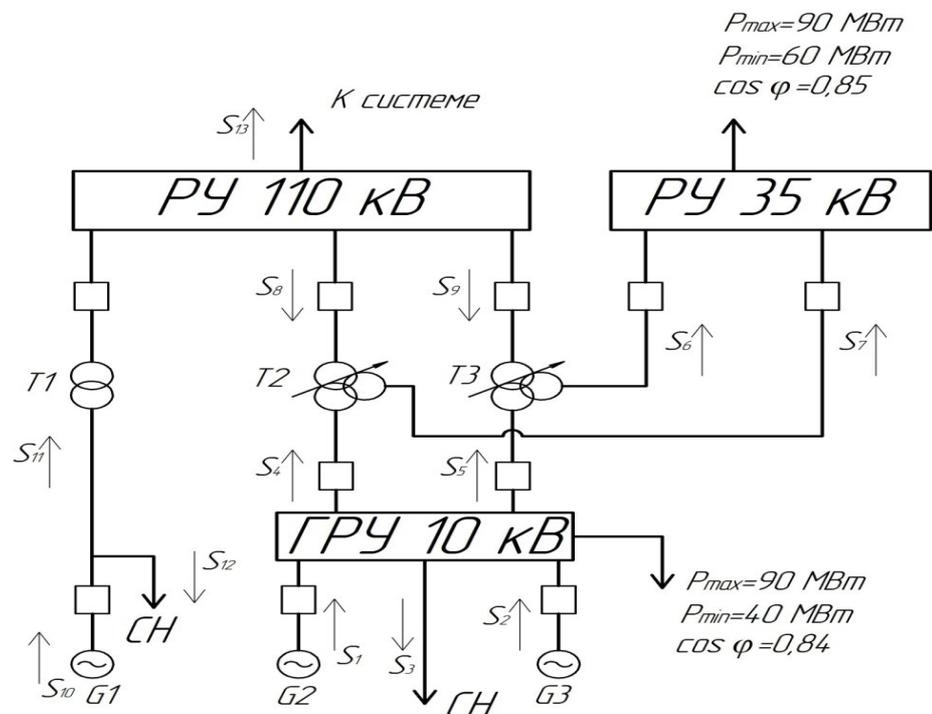


Рисунок 6 – Вариант 1 структурной схемы ТЭЦ. Режим максимальных нагрузок

Расчёт перетоков проведём в полных мощностях.
Мощности генераторов G1, G2 и G3:

$$S_1 = S_2 = \frac{P_{G2,3}}{\cos \varphi_{G2,3}} = \frac{60}{0.8} = 75 \text{ MVA}; \quad (1)$$

$$S_{10} = \frac{P_{G1}}{\cos \varphi_{G1}} = \frac{220}{0.85} = 258.8 \text{ MVA}. \quad (2)$$

Принимаем мощность на собственные нужды равной 14% от полной мощности генератора:

$$S_3 = 0.14 \times (S_1 + S_2) = 0.14 \times (75 + 75) = 21 \text{ MVA}; \quad (3)$$

$$S_{12} = 0.14 \times S_{10} = 0.14 \times 258.8 = 36.2 \text{ MVA}. \quad (4)$$

Полная мощность потребителей ГРУ 10 кВ:

$$S_{ГРУ} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} = \frac{90}{0.84} = 107.1 \text{ MVA}. \quad (5)$$

Мощность, выдаваемая от ГРУ на трансформаторы Т2 и Т3:

$$S_4 = S_5 = \frac{S_1 + S_2 - S_3 - S_{ГРУ}}{2} = \frac{75 + 75 - 21 - 107.1}{2} = 10.95 \text{ MVA}. \quad (6)$$

Полная мощность потребителей РУ 35 кВ:

$$S_{РУ35} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} = \frac{90}{0.85} = 105.9 \text{ MVA}; \quad (7)$$

(8)

$$S_6 = S_7 = \frac{S_{PY35}}{2} = \frac{105.9}{2} = 52.95 \text{ MVA.}$$

Исходя из этого, для покрытия потребления района необходимо с РУ 110 кВ произвести отбор мощности, равный:

(9)

$$S_8 = S_9 = \frac{S_{PY35} - 2 \times S_4}{2} = \frac{105.9 - 2 \times 10.95}{2} = 42 \text{ MVA.}$$

Мощность, выдаваемая через трансформатор Т1 на РУ 110 кВ:

(10)

$$S_{11} = S_{10} - S_{12} = 258.8 - 36.2 = 222.6 \text{ MVA.}$$

Тогда мощность, выдаваемая в систему:

(11)

$$S_{13} = S_{11} - 2 \times S_8 = 222.6 - 2 \times 42 = 138.6 \text{ MVA.}$$

2.1.2.2 Режим минимальных нагрузок

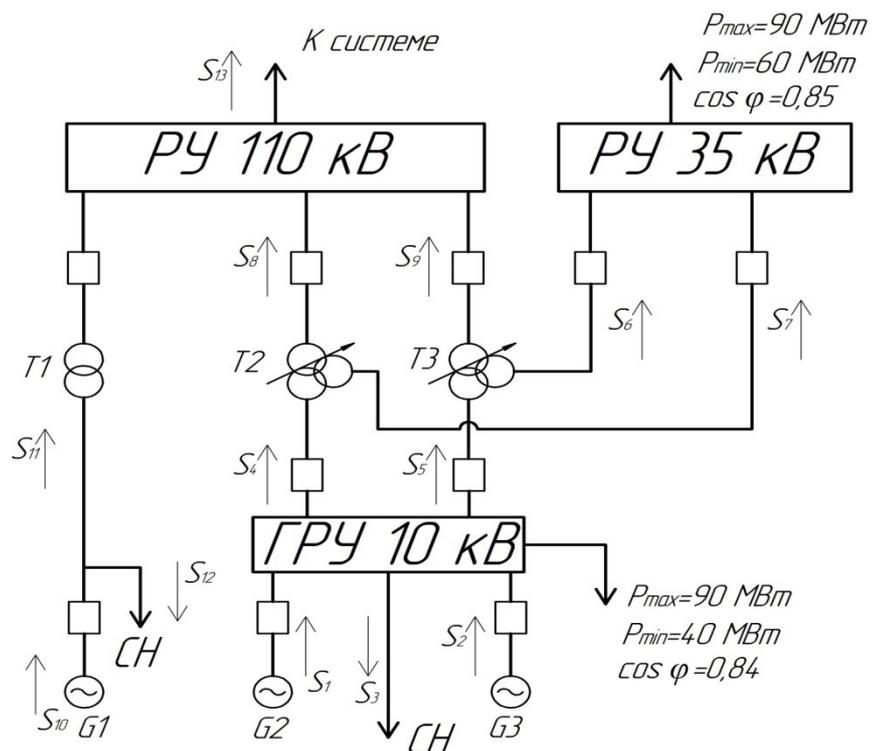


Рисунок 7 – Вариант 1 структурной схемы ТЭЦ. Режим минимальных нагрузок

Полная мощность потребителей ГРУ 10 кВ в минимальном режиме:

$$S_{ГРУ} = \frac{P_{\min}}{\cos \varphi} = \frac{40}{0.84} = 47.6 \text{ МВА.} \quad (12)$$

Мощность, выдаваемая от ГРУ на трансформаторы Т2 и Т3:

$$S_4 = S_5 = \frac{S_1 + S_2 - S_3 - S_{ГРУ}}{2} = \frac{75 + 75 - 21 - 47.6}{2} = 40.7 \text{ МВА.} \quad (13)$$

Полная мощность потребителей РУ 35 кВ в минимальном режиме:

$$S_{РУ35} = \frac{P_{\min}}{\cos \varphi} = \frac{60}{0.85} = 70.6 \text{ МВА;} \quad (14)$$

$$S_6 = S_7 = \frac{S_{РУ35}}{2} = \frac{70.6}{2} = 35.3 \text{ МВА.} \quad (15)$$

В режиме минимума нагрузок 2 генератора 60 МВт смогут полностью покрыть потребности потребителей ГРУ и РУ 35 кВ, а излишки мощности будут передаваться в систему:

$$S_8 = S_9 = \frac{2 \times S_4 - S_{РУ35}}{2} = \frac{2 \times 40.7 - 70.6}{2} = 5.4 \text{ МВА.} \quad (16)$$

Мощность, выдаваемая через трансформатор Т1 на РУ 110 кВ:

$$S_{11} = S_{10} - S_{12} = 258.8 - 36.2 = 222.6 \text{ МВА.} \quad (17)$$

Тогда мощность, выдаваемая в систему:

(18)

$$S_{13} = S_{11} + 2 \times S_8 = 222.6 + 2 \times 110.8 = 443.4 \text{ МВА.}$$

2.1.2.3 Аварийный режим

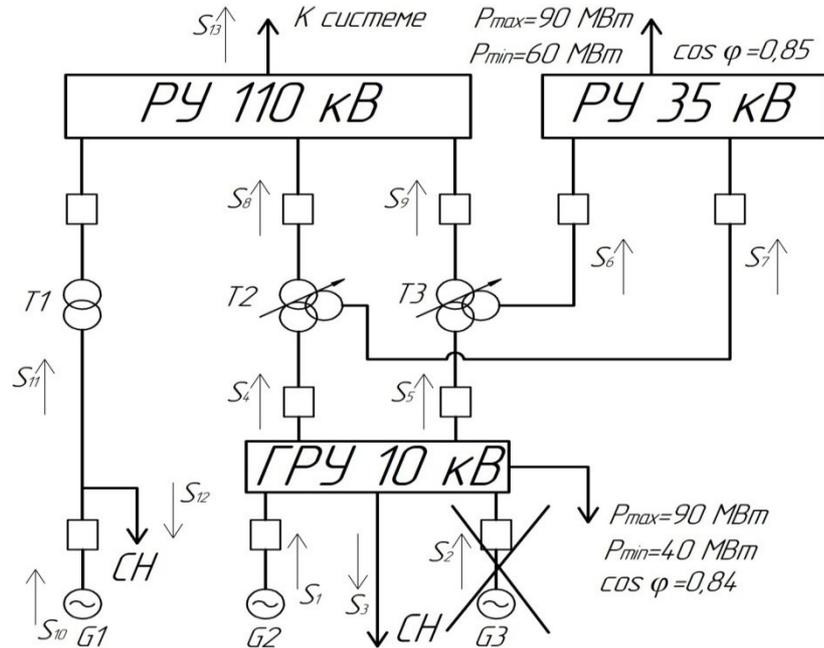


Рисунок 8 – Вариант 1 структурной схемы ТЭЦ. Аварийный режим

За аварийный будем считать режим, при котором происходит отказ одного генератора 60 МВт.

Мощность, выдаваемая от ГРУ на трансформаторы Т2 и Т3:

$$S_4 = S_5 = \frac{S_1 - \frac{S_3}{2} - S_{ГРУ}}{2} = \frac{75 - \frac{21}{2} - 107.1}{2} = -21.3 \text{ МВА,} \quad (19)$$

где $S_{ГРУ}$ – мощность потребителей на генераторном напряжении в

максимальном режиме.

То есть 1 генератор не сможет обеспечить потребителей ГРУ необходимой мощностью. Недостающая мощность берётся через трансформаторы связи от РУ 110 кВ.

Полная мощность потребителей РУ 35 кВ:

$$S_{PV35} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} = \frac{90}{0.85} = 105.9 \text{ MVA}; \quad (20)$$

$$S_6 = S_7 = \frac{S_{PV35}}{2} = \frac{105.9}{2} = 52.95 \text{ MVA}. \quad (21)$$

Исходя из этого, для покрытия потребления района необходимо с РУ 110 кВ произвести отбор мощности, равный:

$$S_8 = S_9 = \frac{S_{PV35} - 2 \times S_4}{2} = \frac{105.9 - 2 \times (-21.3)}{2} = 74.25 \text{ MVA}. \quad (22)$$

Мощность, выдаваемая через трансформатор Т1 на РУ 110 кВ:

$$S_{11} = S_{10} - S_{12} = 258.8 - 36.2 = 222.6 \text{ MVA}. \quad (23)$$

Тогда мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{13} = S_{11} - 2 \times S_8 = 222.6 - 2 \times 74.25 = 74.1 \text{ MVA}. \quad (24)$$

2.1.3 Выбор трансформаторов для варианта 1

В данной схеме выдачи мощности установлены 3 повышающих трансформатора: 1 двухобмоточный трансформатор, работающий в блоке с турбогенератором 220 МВт (G1), и 2 трёхобмоточных трансформатора связи РУ 110 кВ с РУ 35 кВ и ГРУ 10 кВ (G2 и G3). Выбор трансформаторов производится по максимальным перетокам мощности. В результате расчётов, приведённых в п. 2.1.2.1, мы получили значение предельного перетока через трансформатор Т1 в размере 222.6 МВА. Условие выбора трансформатора:

$$S_T \geq S_{11} = 222.6 \text{ MVA}. \quad (25)$$

По данным справочника выбираем трансформатор ТДЦ 250000/110-У1 [6, табл. 3.6].

Максимальный переток мощности через трансформаторы Т2 и Т3 наблюдается в аварийном режиме и составляет $2 \cdot S_8 = 2 \cdot 74.25 = 148.5$ МВА. В соответствии с рекомендациями ПТЭ в аварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов на 40% [5, п. 2.1.21], поэтому условие выбора для двух параллельно работающих трансформаторов:

$$S_T \geq 0.7 \times 2 \cdot S_8 = 0.7 \cdot 148.5 = 103.95 \text{ МВА.} \quad (26)$$

Промышленностью не выпускаются трёхобмоточные трансформаторы такой мощности, поэтому для обеспечения потребителей ГРУ и РУ 35 кВ электроэнергией следует установить дополнительный трёхобмоточный трансформатор связи. Однако, в соответствии с рекомендациями завода трансформаторов, при небольшой длительности максимума нагрузок можно допустить перегрузку свыше 40%, поэтому принимаем 2 трёхобмоточных трансформатора с наиболее близкой к расчётной номинальной мощностью. По данным справочника выбираем 2 трансформатора марки ТДТН 80000/110-У1 [6, табл. 3.6].

Паспортные данные выбранных трансформаторов представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Выбор блочного трансформатора

Тип	S_N , МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	u_k , %	I_x , %
ТДЦ 250000/110	250	121	15,75	640	200	10,5	0,5

Таблица 3 – Выбор трансформатора связи

Тип	S_N , МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{СН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	u_k , %			I_x , %
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
2×ТДТН 80000/110	80	115	38,5	11	365	64	11	18,5	7	0,5

2.1.4 Определение потерь активной энергии в трансформаторах для варианта 1

Определим потери активной энергии в трёхобмоточных трансформаторах связи. Так как в задании на курсовой проект нам не были даны графики нагрузок, то принимаем самостоятельно время использования максимальной нагрузки обмоток трансформаторов связи:

$$T_{ВНmax} = 6200 \text{ ч;}$$

$$T_{СНmax} = 6700 \text{ ч;}$$

$$T_{ННmax} = 6500 \text{ ч.}$$

По кривой зависимости времени максимальных потерь от продолжительности использования максимальной нагрузки [7, рис. 4.4] определяем:

$$\tau_{BH}=4500 \text{ ч};$$

$$\tau_{CH}=5100 \text{ ч};$$

$$\tau_{HH}=4900 \text{ ч}.$$

Из пунктов 2.1.2.2 и 2.1.2.3 берём значения максимальных перетоков мощности по обмоткам трансформаторов связи:

$$S_{HH \max} = 2 \times S_4 = 2 \times 0.7 = 1.4 \text{ МВА}; \quad (27)$$

$$S_{CH \max} = S_{PY35} = 105.9 \text{ МВА}; \quad (28)$$

$$S_{BH \max} = 2 \times S_8 = 2 \times 24.25 = 48.5 \text{ МВА}. \quad (29)$$

Принимаем время ремонта трансформатора $T_{P.T.}=480$ ч.

Потери короткого замыкания по обмоткам трёхобмоточного трансформатора:

$$P_{KBH} = P_{KCH} = P_{KHH} = 0.5 \times P_{K \text{ ДТН}} = 0.5 \times 65 = 32.5 \text{ кВт}. \quad (30)$$

Потери энергии в трёхобмоточном трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_T = & P_X \times (8760 - T_{P.T.}) + P_{KBH} \times \left(\frac{S_{BH \max}}{S_{TНОМ}} \right)^2 \times P_{CH} \times \left(\frac{S_{CH \max}}{S_{TНОМ}} \right)^2 \times \tau \times \\ & + P_{KHH} \times \left(\frac{S_{HH \max}}{S_{TНОМ}} \right)^2 \times \tau_{HH} = 64 \times (8760 - 480) \times 32.5 \times \left(\frac{148.5}{2 \times 80} \right)^2 \times 4500 + \\ & + 182.5 \times \left(\frac{105.9}{2 \times 80} \right)^2 \times 100 + 182.5 \times \left(\frac{81.4}{2 \times 80} \right)^2 \times 4900 = 1876555 \text{ кВт ч}. \end{aligned} \quad (31)$$

Определим потери активной энергии в блочном трансформаторе. Принимаем:

$$T_{\max}=6500 \text{ ч};$$

$$\tau=4900 \text{ ч};$$

$$T_{P.T.БЛ.}=720 \text{ ч}.$$

Из пункта 2.1.2.2 берём значение максимального перетока мощности по обмоткам блочного трансформатора Т1:

$$S_{T_{БЛ\max}} = S_{11} = 222.6 \text{ МВА.} \quad (32)$$

Потери энергии в блочном трансформаторе:

$$\Delta W_{ТБЛ} = P_X \times (8760 - T_{P_{ТБЛ}}) + P_K \left(\frac{S_{T_{БЛ\max}}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \times 200 (8760 - 720) + 640 \times \left(\frac{222.6}{250} \right)^2 \times 900 = 4094259 \text{ кВт} \times$$

(33)

Суммарные потери активной энергии:

$$\Delta W_{\Sigma} = 2 \times \Delta W_T + \Delta W_{ТБЛ} = 2 \times 876555 + 4094259 = 7847369 \text{ кВт} \times$$

(34)

2.1.5 Определение приведённых затрат для варианта 1

Для сравнения вариантов схем выдачи мощности определим приведённые затраты для первого варианта без учёта ущерба от ненадёжности, а также принимая капиталовложения равными стоимости трансформаторов, а издержки – стоимости потерь в трансформаторах.

Цены на трансформаторы принимаем по укрупнённым показателям стоимости ячеек трансформаторов [8, табл. 7.20]. Тогда цены трансформаторов с учётом коэффициента удорожания и НДС:

$$C_{ТДЦ 250000/110} = 13920 \times 7.74 \times 4 \times 2 = 81004 \text{ тыс руб;} \quad (35)$$

$$C_{ТДТН 80000/110} = 2 \times 1175 \times 7.74 \times 4 \times 2 = 290622 \text{ тыс руб.} \quad (36)$$

Принимаем тариф на электроэнергию равным $\beta=3.1$ руб/кВт·ч. Тогда стоимость потерь активной энергии в трансформаторах:

$$C_{\text{ПОТ}} = \beta \times \Delta W_{\Sigma} = 3.1 \times 847369 = 24327 \text{ тыс руб.} \quad (37)$$

Капиталовложения находим как суммарную стоимость трансформаторов:

$$K = C_{\text{ТДЦ } 250000/110} + C_{\text{ТДТН } 80000/110} = 181004 + 290622 = 471626 \text{ тыс руб.} \quad (38)$$

Принимаем нормативный коэффициент эффективности капиталовложений равным $E_H=0.14$. Приведённые затраты для первого варианта схемы:

$$Z_1 = E_H \times K + C_{\text{ПОТ}} = 0.14 \times 471626 + 24327 = 90355 \text{ тыс руб.} \quad (39)$$

2.2 Вариант 2

2.2.1 Схема выдачи мощности

Вариант схемы представлен на рисунке 2. В данном варианте схемы генераторы 60 МВт будут работать на шины ГРУ 10 кВ. От ГРУ будут питаться потребители на генераторном напряжении без трансформации. Излишки мощности через 2 двухобмоточных трансформатора связи будут передаваться на РУ 110. Третий генератор 220 МВт будет работать в блоке с повышающим двухобмоточным трансформатором, передавая всю мощность на РУ 110 кВ. Часть мощности будет поступать на питание потребителей района через 2 двухобмоточных трансформатора связи, оставшаяся часть мощности будет выдаваться в систему. Таким образом, в данном варианте выполнена характерная для многих ТЭЦ схема выдачи мощности смешанного типа (имеется блок генератор-трансформатор и ГРУ).

2.2.2 Расчёт перетоков мощности

2.2.2.1 Режим максимальных нагрузок

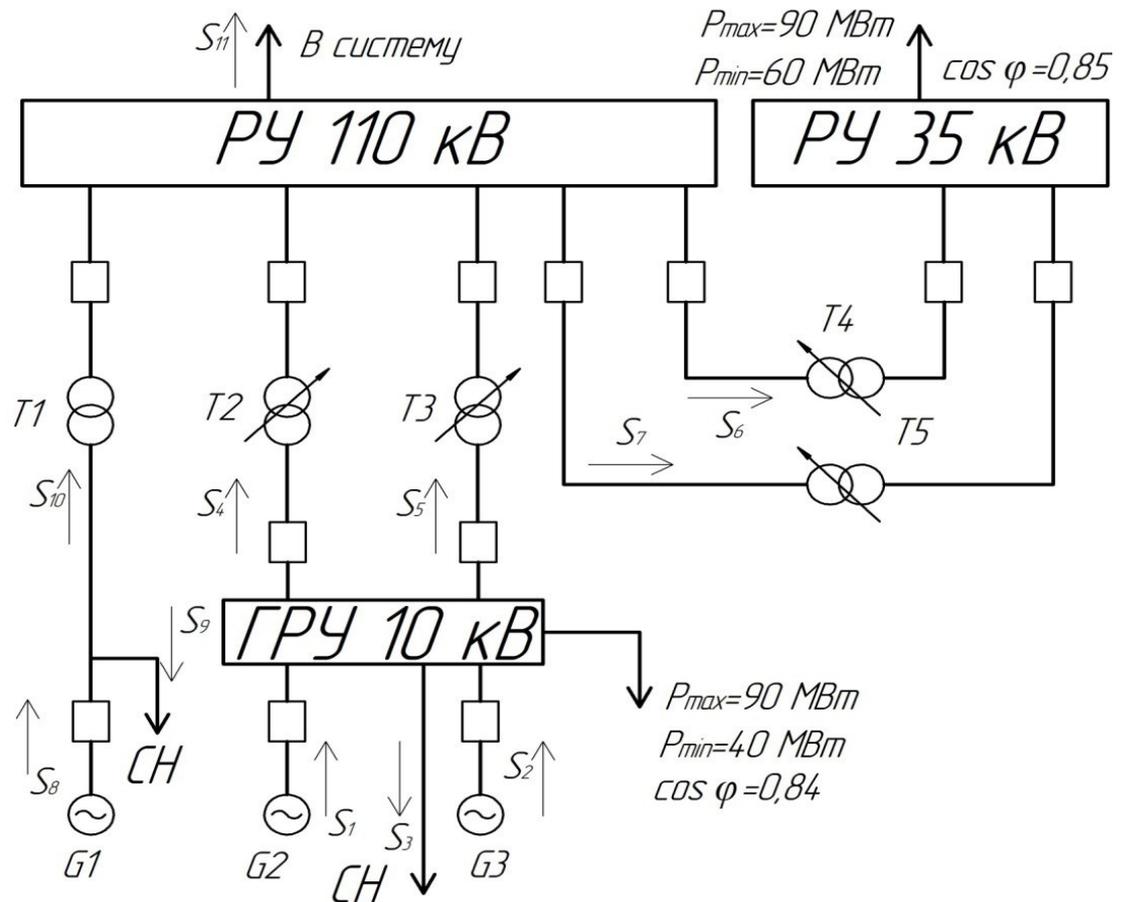


Рисунок 9 – Вариант 2 структурной схемы ТЭЦ. Режим максимальных нагрузок

Расчёт перетоков проведём в полных мощностях.
Мощности генераторов G1, G2 и G3:

$$S_1 = S_2 = \frac{P_{G2,3}}{\cos \varphi_{G2,3}} = \frac{60}{0.8} = 75 \text{ MVA}; \quad (40)$$

$$S_8 = \frac{P_{G1}}{\cos \varphi_{G1}} = \frac{220}{0.85} = 258.8 \text{ MVA}. \quad (41)$$

Принимаем мощность на собственные нужды равной 14% от полной мощности генератора:

$$S_3 = 0.14 \times (S_1 + S_2) = 0.14 \times (75 + 75) = 21 \text{ MVA}; \quad (42)$$

$$S_9 = 0.14 \times S_8 = 0.14 \times 258.8 = 36.2 \text{ MVA.} \quad (43)$$

Полная мощность потребителей ГРУ 10 кВ:

$$S_{ГРУ} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} = \frac{90}{0.84} = 107.1 \text{ MVA.} \quad (44)$$

Мощность, выдаваемая от ГРУ в РУ 110 кВ через трансформаторы Т2 и Т3:

$$S_4 = S_5 = \frac{S_1 + S_2 - S_3 - S_{ГРУ}}{2} = \frac{75 + 75 - 21 - 107.1}{2} = 10.95 \text{ MVA.} \quad (45)$$

Полная мощность потребителей РУ 35 кВ:

$$S_{РУ35} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} = \frac{90}{0.85} = 105.9 \text{ MVA.} \quad (46)$$

Мощность, передаваемая от РУ 110 кВ в РУ 35 кВ через трансформаторы Т4 и Т5:

$$S_6 = S_7 = \frac{S_{РУ35}}{2} = \frac{105.9}{2} = 52.95 \text{ MVA.} \quad (47)$$

Мощность, выдаваемая через трансформатор Т1 на РУ 110 кВ:

$$S_{10} = S_8 - S_9 = 258.8 - 36.2 = 222.6 \text{ MVA.} \quad (48)$$

Тогда мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{11} = S_{10} + 2 \times S_4 - 2 \times S_6 = 222.6 + 2 \times 10.95 - 2 \times 52.95 = 138.6 \text{ MVA.} \quad (49)$$

2.2.2.2 Режим минимальных нагрузок

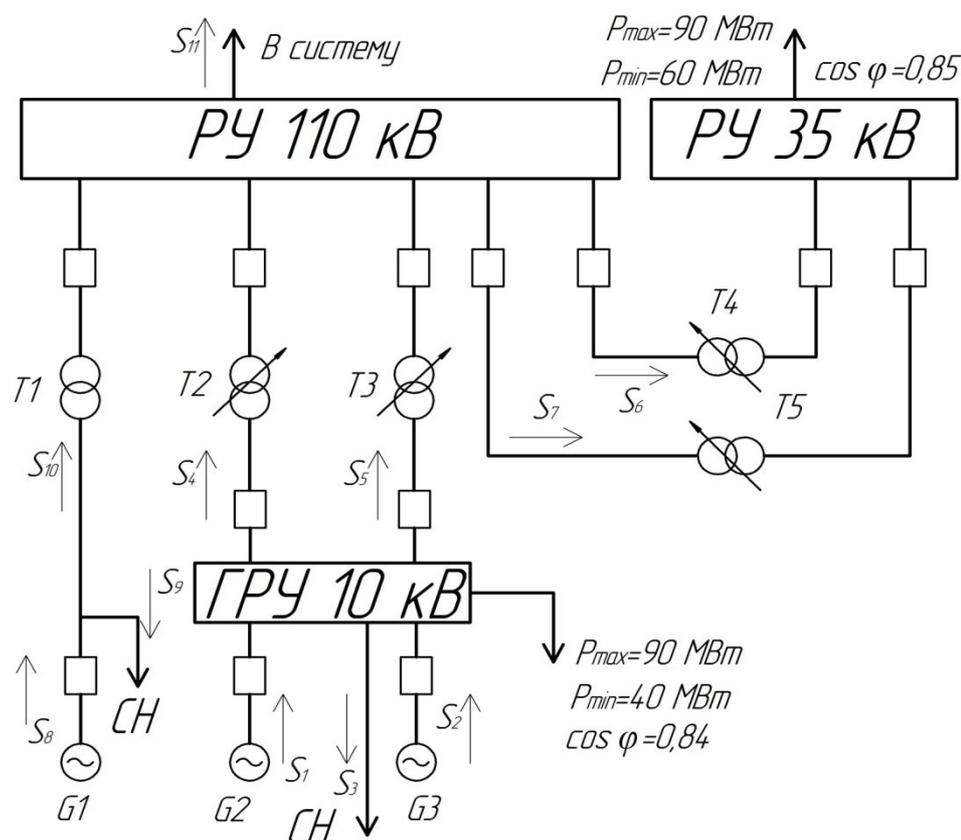


Рисунок 10 – Вариант 2 структурной схемы ТЭЦ. Режим минимальных нагрузок

Полная мощность потребителей ГРУ 10 кВ в минимальном режиме:

$$S_{ГРУ} = \frac{P_{\min}}{\cos \varphi} = \frac{40}{0,84} = 47,6 \text{ МВА.} \quad (50)$$

Мощность, выдаваемая от ГРУ в РУ 110 кВ через трансформаторы Т2 и Т3:

$$S_4 = S_5 = \frac{S_1 + S_2 - S_3 - S_{ГРУ}}{2} = \frac{75 + 75 - 21 - 47,6}{2} = 40,7 \text{ МВА.} \quad (51)$$

Полная мощность потребителей РУ 35 кВ в минимальном режиме:

(52)

$$S_{PV35} = \frac{P_{\min}}{\cos \varphi} = \frac{60}{0.85} = 70.6 \text{ MVA.}$$

Мощность, передаваемая от РУ 110 кВ в РУ 35 кВ через трансформаторы Т4 и Т5:

(53)

$$S_6 = S_7 = \frac{S_{PV35}}{2} = \frac{70.6}{2} = 35.3 \text{ MVA.}$$

Мощность, выдаваемая через трансформатор Т1 на РУ 110 кВ:

(54)

$$S_{10} = S_8 - S_9 = 258.8 - 36.2 = 222.6 \text{ MVA.}$$

Тогда мощность, выдаваемая в систему:

(55)

$$S_{11} = S_{10} + 2 \times S_4 - 2 \times S_6 = 222.6 + 2 \times 40.7 - 2 \times 35.3 = 233.4 \text{ MVA.}$$

2.2.2.3 Аварийный режим

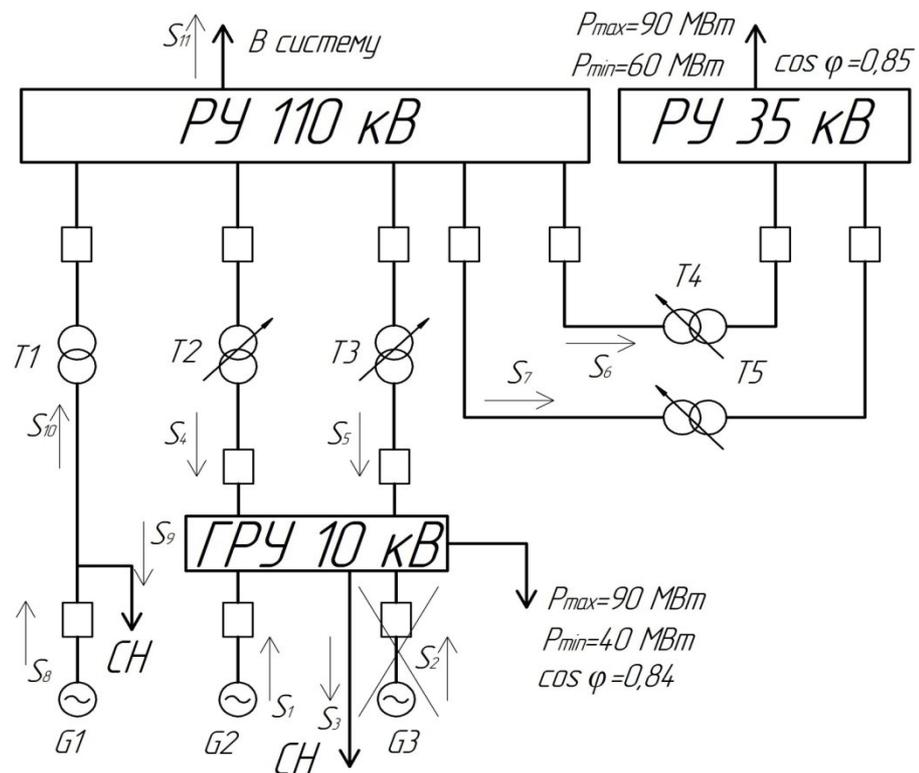


Рисунок 11 – Вариант 2 структурной схемы ТЭЦ. Аварийный режим

За аварийный будем считать режим, при котором происходит отказ одного генератора 60 МВт.

Мощность, выдаваемая от ГРУ на трансформаторы Т2 и Т3:

$$S_4 = S_5 = \frac{S_1 - \frac{S_3}{2} - S_{ГРУ}}{2} = \frac{75 - \frac{21}{2} - 107.1}{2} = -21.3 \text{ МВА}, \quad (56)$$

где $S_{ГРУ}$ – мощность потребителей на генераторном напряжении в

максимальном режиме.

То есть 1 генератор не сможет обеспечить потребителей ГРУ необходимой мощностью. Недостающая мощность берётся через трансформаторы связи от РУ 110 кВ.

Полная мощность потребителей РУ 35 кВ:

$$S_{PV35} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} = \frac{90}{0.85} = 105.9 \text{ МВА}; \quad (57)$$

Мощность, передаваемая от РУ 110 кВ в РУ 35 кВ через трансформаторы Т4 и Т5:

$$S_6 = S_7 = \frac{S_{PV35}}{2} = \frac{105.9}{2} = 52.95 \text{ МВА}. \quad (58)$$

Мощность, выдаваемая через трансформатор Т1 на РУ 110 кВ:

$$S_{10} = S_8 - S_9 = 258.8 - 36.2 = 222.6 \text{ МВА}. \quad (59)$$

Тогда мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{11} = S_{10} + 2 \times S_4 - 2 \times S_6 = 222.6 - 2 \times (-21.3) - 2 \times 52.95 = 74.1 \text{ МВА}. \quad (60)$$

2.2.3 Выбор трансформаторов для варианта 2

В данной схеме выдачи мощности установлены 3 повышающих и 2 понижающих трансформатора: 1 двухобмоточный трансформатор, работающий в блоке с турбогенератором 220 МВт (G1), 2 двухобмоточных трансформатора связи РУ 110 кВ с ГРУ 10 кВ (G2 и G3) и 2 двухобмоточных трансформатора связи РУ 110 кВ с РУ 35 кВ. Выбор трансформаторов производится по максимальным перетокам мощности. В результате расчётов, приведённых в п. 2.2.2.1, мы получили значение предельного перетока через трансформатор Т1 в размере 222.6 МВА. Условие выбора трансформатора:

$$S_T \geq S_{11} = 222.6 \text{ МВА.} \quad (61)$$

По данным справочника выбираем трансформатор ТДЦ 250000/110-У1 [6, табл. 3.6].

Максимальный переток мощности через трансформаторы Т2 и Т3 наблюдается в минимальном режиме и составляет $2 \cdot S_4 = 2 \cdot 40.7 = 81.4$ МВА. В соответствии с рекомендациями ПТЭ в аварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов на 40% [5, п. 2.1.21], поэтому условие выбора для двух параллельно работающих трансформаторов:

$$S_T \geq 0.7 \times 2 \cdot S_4 = 0.7 \cdot 81.4 = 56.98 \text{ МВА.} \quad (62)$$

По данным справочника выбираем трансформатор ТДН 63000/110-У1 [9, стр. 22].

Максимальный переток мощности через трансформаторы Т4 и Т5 наблюдается в максимальном режиме и составляет $2 \cdot S_6 = 2 \cdot 52.95 = 105.9$ МВА. В соответствии с рекомендациями ПТЭ в аварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов на 40% [5, п. 2.1.21], поэтому условие выбора для двух параллельно работающих трансформаторов:

$$S_T \geq 0.7 \times 2 \cdot S_6 = 0.7 \cdot 105.9 = 74.13 \text{ МВА.} \quad (63)$$

По данным справочника выбираем трансформатор ТДН 80000/110-У1 [6, табл. 3.6].

Паспортные данные выбранных трансформаторов представлены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Выбор блочного трансформатора

Тип	S _н , МВА	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	u _к , %	I _х , %
ТДЦ 250000/110	250	121	15,75	640	200	10,5	0,5

Таблица 5 – Выбор трансформатора связи

Тип	S _н , МВА	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	u _к , %	I _х , %
2×ТДН 63000/110	63	115	10,5	245	35	10,5	0,5
2×ТДН 80000/110	80	115	38,5	310	58	10,5	0,45

2.2.4 Определение потерь активной энергии в трансформаторах для варианта 2

Определим потери активной энергии в двухобмоточных трансформаторах связи РУ 110 кВ с ГРУ (Т2 и Т3). Так как в задании на курсовой проект нам не были даны графики нагрузок, то принимаем самостоятельно время использования максимальной нагрузки обмоток трансформаторов связи:

$$T_{\max} = 6500 \text{ ч.}$$

По кривой зависимости времени максимальных потерь от продолжительности использования максимальной нагрузки [7, рис. 4.4] определяем:

$$\tau_1 = 4900 \text{ ч.}$$

Из пункта 2.2.2.2 берём значение максимального перетока мощности по обмоткам трансформаторов связи:

$$S_{T_{\max 1}} = 2 \times S_4 = 2 \times 0,7 = 1,4 \text{ МВА.} \quad (64)$$

Принимаем время ремонта трансформатора $T_{P.T.} = 480 \text{ ч.}$

Потери энергии в двухобмоточном трансформаторе:

$$\Delta W_1 = P_X \times (8760 - T_{P.T.}) + P_K \times \left(\frac{S_{T_{\max 1}}}{S_{\text{ТНОМ}}} \right)^2 \times 35 \times (8760 - 480) \quad (65)$$

$$+ 245 \times \left(\frac{81,4}{2 \times 63} \right)^2 \times 4900 = 90837 \text{ кВт ч}$$

Определим потери активной энергии в двухобмоточных трансформаторах связи РУ 110 кВ с РУ 35 кВ (Т4 и Т5):

$$T_{\max} = 6700 \text{ ч;}$$

$$\tau_2 = 5100 \text{ ч.}$$

Из пункта 2.2.2.1 берём значение максимального перетока мощности по обмоткам трансформаторов связи:

$$S_{T_{\max 2}} = 2 \times S_6 = 2 \times 2.95 = 5.9 \text{ MVA.} \quad (66)$$

Потери энергии в двухобмоточном трансформаторе:

$$\Delta W_2 = P_X \times (8760 - T_{P.T.}) + P_K \times \left(\frac{S_{T_{\max 2}}}{S_{THOM}} \right)^2 \times 58 \times (8760 - 480) + 310 \times \left(\frac{105.9}{2 \times 80} \right)^2 \times 100 = 172842 \text{ кВт ч} \quad (67)$$

Определим потери активной энергии в блочном трансформаторе. Принимаем:

$$T_{\max} = 6500 \text{ ч;}$$

$$\tau = 4900 \text{ ч;}$$

$$T_{P.T.БЛ} = 720 \text{ ч.}$$

Из пункта 2.2.2.1 берём значение максимального перетока мощности по обмоткам блочного трансформатора Т1:

$$S_{T_{БЛ \max}} = S_8 = 222.6 \text{ MVA.} \quad (68)$$

Потери энергии в блочном трансформаторе:

$$\Delta W_{ТБЛ} = P_X \times (8760 - T_{P.T.БЛ}) + P_K \times \left(\frac{S_{T_{БЛ \max}}}{S_{THOM}} \right)^2 \times 200 \times (8760 - 720) + 640 \times \left(\frac{222.6}{250} \right)^2 \times 900 = 4094259 \text{ кВт ч} \quad (69)$$

Суммарные потери активной энергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma} &= \Delta W_1 + \Delta W_2 + \Delta W_{ТБЛ} = 790837 + 1172842 + 4094259 = \\ &= 6057938 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned} \tag{70}$$

2.2.5 Определение приведённых затрат для варианта 2

Для сравнения вариантов схем выдачи мощности определим приведённые затраты для второго варианта без учёта ущерба от ненадёжности, а также принимая капиталовложения равными стоимости трансформаторов, а издержки – стоимости потерь в трансформаторах.

Цены на трансформаторы принимаем по укрупнённым показателям стоимости ячеек трансформаторов [8, табл. 7.20]. Тогда цены трансформаторов с учётом коэффициента удорожания и НДС:

$$C_{ТДЦ\ 250000/110} = 13920 \times 7.74 \times 4 \times 2 = 81004 \text{ тыс руб}; \tag{71}$$

$$C_{ТДН\ 63000/110} = 2 \times 9000 \times 7.74 \times 4 \times 2 = 234058 \text{ тыс руб}; \tag{72}$$

$$C_{ТДН\ 80000/110} = 2 \times 10200 \times 7.74 \times 4 \times 2 = 265265 \text{ тыс руб}. \tag{73}$$

Принимаем тариф на электроэнергию равным $\beta=3.1$ руб/кВт·ч. Тогда стоимость потерь активной энергии в трансформаторах:

$$C_{Пот} = \beta \times \Delta W_{\Sigma} = 3.1 \times 6057938 = 8780 \text{ тыс руб}. \tag{74}$$

Капиталовложения находим как суммарную стоимость трансформаторов:

$$\begin{aligned} K &= C_{ТДЦ\ 250000/110} + C_{ТДН\ 63000/110} + C_{ТДН\ 80000/110} = 81004 + 234058 + 265265 = \\ &= 680327 \text{ тыс руб}. \end{aligned} \tag{75}$$

Принимаем нормативный коэффициент эффективности капиталовложений равным $E_H=0.14$. Приведённые затраты для второго варианта схемы:

(76)

$$Z_2 = E_H \times K + C_{\text{пот}} = 0.14 \times 80327 + 18780 = 114025 \text{ тыс руб.}$$

2.3 Сравнение вариантов

По результатам расчётов, показанных в пунктах 2.1 и 2.2, можно провести упрощенное сравнение вариантов по критерию минимума приведённых затрат без учёта ущерба от ненадёжности, а также принимая капиталовложения равными стоимости трансформаторов, а издержки – стоимости потерь в трансформаторах. Согласно этому методу экономически более целесообразным считается вариант, в котором получились наименьшие приведённые затраты. При этом, учитывая то, что мы производили расчёт упрощённо, однозначно судить о выгодности одного из вариантов можно только в том случае, если приведённые затраты другого варианта больше, чем у схемы выдачи мощности с минимальными затратами, более чем на 15%.

Затраты на первый вариант составили $Z_1=90355$ тыс. руб., затраты на второй вариант – $Z_2=114025$ тыс. руб. Определим, на сколько процентов второй вариант дороже первого:

$$\delta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1} \times 100 = \frac{114025 - 90355}{90355} \times 100 = 26.2\%.$$

(77)

Так как $Z_1 < Z_2$ и $\delta = 26,2\% < 15\%$, то первый вариант является экономически более выгодным. Окончательно выбираем первый вариант структурной схемы.

3 Выбор основного оборудования

Выбор генераторов был произведён в пункте 1. Там же в таблице 1 приведены их паспортные данные, необходимые нам для дальнейших расчётов.

Также при проведённых выше расчётах были выбраны силовые повышающие трансформаторы. Для дальнейших расчётов был принят первый вариант схемы выдачи мощности ТЭЦ, поэтому типы выбранных трансформаторов и их паспортные данные представлены в таблицах 2 и 3.

Произведём предварительный выбор остального основного оборудования.

3.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Так как номинальное напряжение генераторов ТВФ-60-2Е У3 составляет 10 кВ, то требуется установить понижающие ТСН 10/6 кВ, а также ТСН для генератора ТВВ-220-2Е, который будет подключаться к отпайке на генераторном напряжении, равном $U_H=15,75$ кВ. Мощность, затрачиваемая на собственные нужды, нами не рассчитывалась, так как это не входит в

поставленную задачу, и была принята равной 14% от мощности генератора. Условие выбора ТСН:

$$S_{ТСН}^{ГРУ} \geq S_{с.н.}^{ТВФ-60-2} = 0.14 \times S_{ТВФ-60-2} = 0.14 \times 5 \approx 0.5 \text{ МВА}; \quad (78)$$

$$S_{ТСН}^{ТВВ-220-2} \geq S_{с.н.}^{ТВВ-220-2} = 0.14 \times S_{ТВВ-220-2} = 0.14 \times 58.8 \approx 6.2 \text{ МВА}. \quad (79)$$

По данным каталога выбираем трансформаторы ТДНС-10000/10-У1 и ТРДНС-40000/20-У1 [10, табл. 2.1].

Выбираем резервный трансформатор собственных нужд. Согласно НТП при наличии генераторного выключателя мощность РТСН выбирается такой же, как мощность рабочего ТСН самого мощного генератора, т.е.:

$$S_{РТСН} \geq S_{с.н.}^{ТВВ-220-2} = 36.2 \text{ МВА}. \quad (80)$$

Также учитываем, что подключать РТСН будем к шинам 110 кВ. По данным каталога выбираем трансформатор ТДН-40000/110-У1 [10, табл. 1.6].

Таблица 6 – Выбор трансформаторов собственных нужд

Тип	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	S _н , МВА	Рег.нап.	Схема и группа соедин. обмоток
ТДНС-10000/10-У1	10,5	6,3	10	РПН ±12% (9 ступеней)	Д/Д-0
ТРДНС-40000/20-У1	15,75	10,5-10,5	40	РПН ±12% (10 ступеней)	Д/Д-Д-0-0
ТДН-40000/110-У1	115	10,5	40	РПН ±16% (9 ступеней)	У _н /Д-11

3.2 Предварительный выбор коммутационной аппаратуры

Генераторные выключатели выбираем по максимальному рабочему току генератора. Для генератора G1 ТВВ-220-2:

(81)

$$I_{G1} = \frac{P_{G1}}{\sqrt{3} \cos \varphi U_{G1}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 15.75 \cdot 0.95} = 9.987 \text{ ,}$$

где P_{G1} – номинальная мощность генератора, МВт;

U_{G1} – номинальное напряжение генератора, кВ.

Для данного генератора выбираем элегазовый генераторный выключатель FKG1N фирмы Alstom Grid, рассчитанный на номинальный ток до 10800 А, и разъединитель SKG1 [11].

Для генераторов G2 и G3 ТВФ-60-2:

(82)

$$I_{G2,G3} = \frac{P_{G2,G3}}{\sqrt{3} \cos \varphi U_{G2,G3}} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 0.8 \cdot 10.5 \cdot 0.95} = 4.341 \text{ ,}$$

где $P_{G2,G3}$ – номинальная мощность генератора, МВт;

$U_{G2,G3}$ – номинальное напряжение генератора, кВ.

Для данного генератора выбираем элегазовый генераторный выключатель HECS-100R фирмы ABB, рассчитанный на номинальный ток до 9000 кА [11], и разъединитель РВР-20/8000М У3 [12].

На РУ 35 кВ выключатели выбираем по номинальному току при отказе одного из двух трёхобмоточных трансформаторов:

(83)

$$I_{35кВ} = \frac{S_{35кВ}}{\sqrt{3} U_H} = \frac{105.88}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1.747 \text{ ,}$$

где $S_{35кВ}$ – мощность потребителей в максимуме нагрузки, МВА;

U_H – номинальное напряжение РУ, кВ.

Предварительно выбираем элегазовый выключатель GL107X завода Alstom Grid с номинальным током до 2000 А [11]. Предварительно выбираем разъединитель РРЗ-2-35/2000 У3 с номинальным током 2000 А [12].

На РУ 110 кВ выключатели выбираем по номинальному току наибольшей величины из присоединений:

(84)

$$I_{110кВ} = \frac{S_{T1}}{\sqrt{3} U_H} = \frac{222.6}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1.168 \text{ ,}$$

где S_{T1} – мощность трансформатора T1 в режиме максимума нагрузки, МВА;

U_H – номинальное напряжение РУ, кВ.

Предварительно выбираем элегазовый выключатель DT1-123 завода Alstom Grid с номинальным током до 1200 А [11]. Предварительно выбираем разъединители РГНП-110/2000 с номинальным током 2000 А [12].

4 Определение числа линий связи с системой и числа линий нагрузок

4.1 Число линий связи с системой

Максимальная мощность, выдаваемая от ТЭЦ в систему, в режиме минимальной нагрузки составляет 233.4 МВт. Так как длина линии связи с системой не была задана, примем её самостоятельно равной $l=80$ км. Пользуясь данными таблицы [6, табл. 1.20], выясняем пропускную способность одной линии 110 кВ. Найдём число линий связи с системой:

$$n_l = \frac{P_{\max}}{P_l} + 1 = \frac{233.4}{45} + 1 = 6.2, \quad (85)$$

где P_{\max} – максимальная выдаваемая активная мощность в систему, МВт;
 P_l – максимальная пропускная способность ВЛ длиной 80 км, МВт.
Принимаем количество линий равным 7.

4.2 Число линий нагрузок

4.2.1 Выбор числа линий нагрузки РУ 35 кВ

Выбор числа воздушных ЛЭП, питающих нагрузку РУ 35 кВ, зависит от максимальной мощности нагрузки. Пользуясь данными таблицы [6, табл. 1.20], определяем пропускную способность одной линии 35 кВ. Найдём число линий:

$$n_l = \frac{P_{\max}}{P_l} + 1 = \frac{90}{15} + 1 = 7, \quad (86)$$

где P_{\max} – максимальная мощность нагрузки РУ 35 кВ, МВт;
 $P_{\text{л}}$ – максимальная пропускная способность ВЛ, МВт.

4.2.2 Выбор числа кабельных линий нагрузки ГРУ 10 кВ

Число КЛ определяем, пользуясь данными [8, табл. 3.36] для кабеля с сечением жилы 120 мм².

Найдём число линий:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\max}}{P_{\text{л}}} + 1 = \frac{90}{4.9} + 1 = 19.4,$$

(87)

где P_{\max} – максимальная мощность нагрузки ГРУ 10 кВ, МВт;
 $P_{\text{л}}$ – максимальная пропускная способность КЛ, МВт.

Принимаем число линий равным 20.

5 Расчёт токов короткого замыкания

5.1 Выбор базисных условий

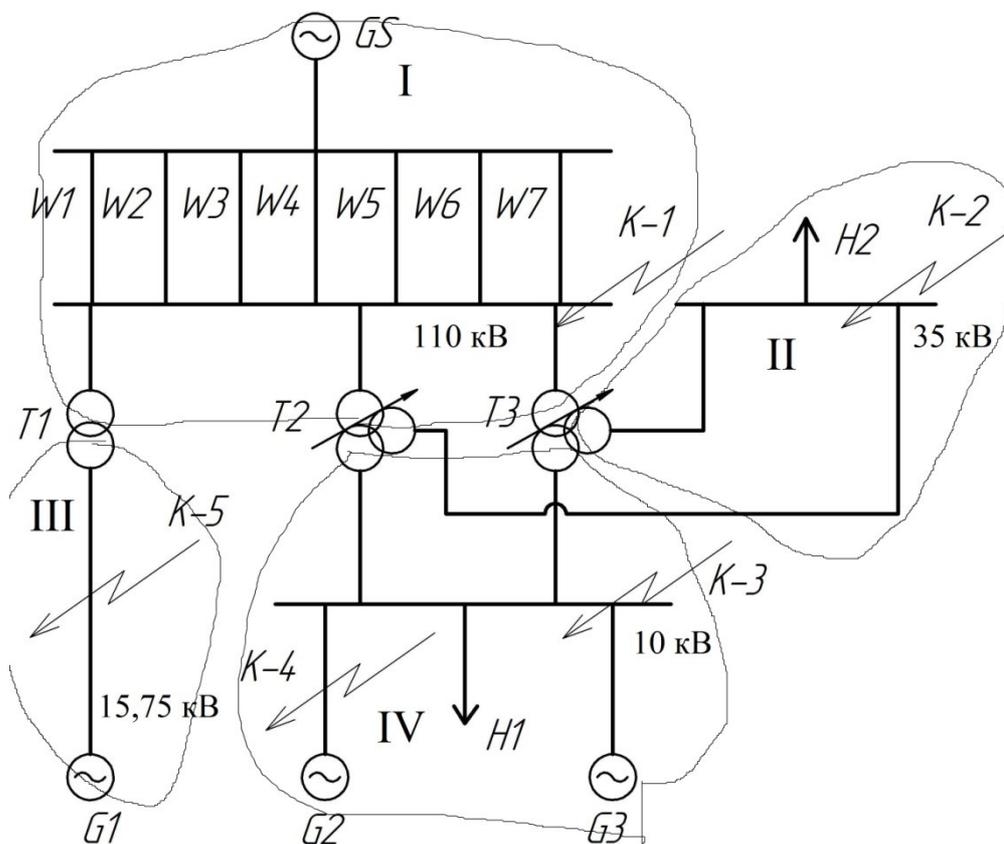


Рисунок 12 – Ступени напряжения структурной схемы

Базисную мощность выбираем произвольно и для удобства возьмём круглое число, а в качестве базисного напряжения любой ступени напряжения сети принимаем среднее номинальное напряжение соответствующей ступени [4, п. 3.2.7]:

$$S_{\sigma}=1000 \text{ МВА};$$

$$U_{\sigma 1}=115 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 2}=37 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 3}=15,75 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 4}=10,5 \text{ кВ}.$$

По базисным напряжениям и мощности находим базисные токи:

$$I_{\sigma 1}^A = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \times U_{\sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5.02 \quad ; \quad (88)$$

$$I_{\sigma 2}^A = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \times U_{\sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 37} = 15.60 \quad ; \quad (89)$$

$$I_{\sigma 3}^A = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \times U_{\sigma 3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 15.75} = 36.66 \quad ; \quad (90)$$

$$I_{\sigma 4}^A = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \times U_{\sigma 4}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10.5} = 54.99 \quad . \quad (91)$$

5.2 Составление схемы замещения

Составим схему замещения электрической станции для начального момента времени переходного процесса. Для этого все синхронные генераторы и обобщённые нагрузки мощных узлов электроэнергетических систем введём в схему замещения своими сверхпереходными сопротивлениями X'' с приложенными за ними сверхпереходными ЭДС E_0'' . Остальные элементы введём своими обычными сопротивлениями установившегося режима [13, с. 34].

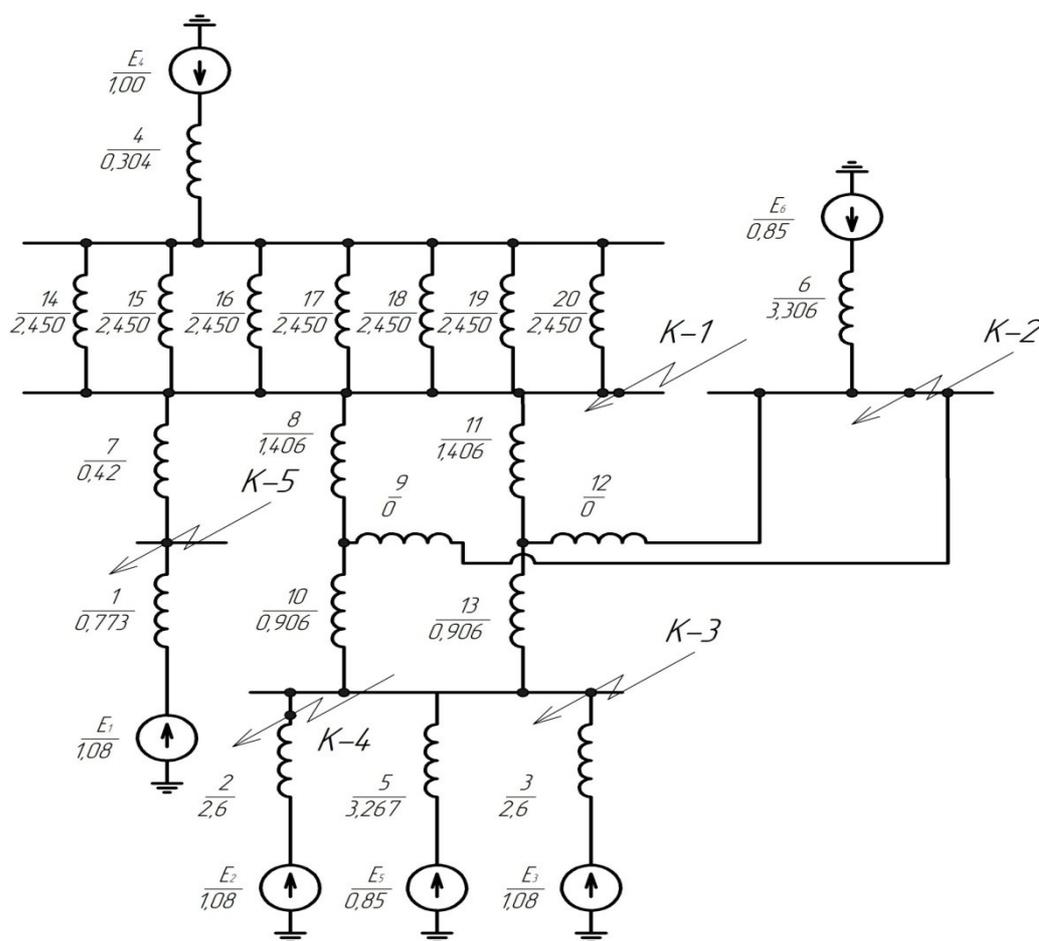


Рисунок 13 – Исходная схема замещения

При определении токов трёхфазного КЗ также будем учитывать следующие допущения [4, п. 5.1.1]:

- не учитываем сдвиг по фазе ЭДС различных синхронных машин;
- не учитываем насыщение магнитных систем электрических машин;
- не учитываем ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- не учитываем влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на амплитуду периодической составляющей тока КЗ;
- не учитываем поперечную емкость воздушных линий электропередачи;
- приближённо учитываем нагрузку некоторым постоянным сопротивлением;
- расчёт проводим на одну фазу.

5.3 Определение всех сопротивлений

Определим индуктивные сопротивления всех элементов схемы. Индуктивные сопротивления генераторов G1, G2, G3:

$$x_1 = x_d \times \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 0.2 \times \frac{1000}{258.8} = 0.773; \quad (92)$$

$$x_2 = x_3 = x_d \times \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 0.195 \times \frac{1000}{75} = 2.6, \quad (93)$$

где x_d – сверхпереходное индуктивное сопротивление синхронного генератора при номинальных условиях, о.е.;

$S_{ном}$ – номинальная мощность генератора, МВА.

Индуктивное сопротивление системы:

$$x_4 = x_c \times \frac{S_{\sigma}}{S_c} = 0.7 \times \frac{1000}{2300} = 0.304, \quad (94)$$

где x_c – сопротивление ЭЭС, о.е.;

S_c – мощность системы, МВА.

Индуктивные сопротивления нагрузок Н1 и Н2:

$$x_5 = 0.35 \times \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 0.35 \times \frac{1000}{107.1} = 3.267; \quad (95)$$

$$x_6 = 0.35 \times \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 0.35 \times \frac{1000}{105.9} = 3.267, \quad (96)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность нагрузки в максимальном режиме, МВА.

Индуктивное сопротивление трансформаторов Т1, Т2 и Т3:

$$x_7 = \frac{u_k}{100} \times \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{10.5}{100} \times \frac{1000}{250} = 0.42, \quad (97)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;
 $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Для нахождения сопротивлений обмоток трёхобмоточных трансформаторов Т2 и Т3 определим напряжения короткого замыкания соответствующих обмоток:

$$u_{кВ} = 0.5 \times \begin{pmatrix} \overset{В-С}{} u_k & \overset{В-Н}{} +u_k & \overset{С-Н}{} -u_k \\ \vdots \end{pmatrix} = 0.5 \times (11 \quad 18.5 \quad 7) = 11.25\%; \quad (98)$$

$$u_{кС} = 0.5 \times \begin{pmatrix} \overset{В-С}{} u_k & \overset{С-Н}{} +u_k & \overset{В-Н}{} -u_k \\ \vdots \end{pmatrix} = 0.5 \times (11 \quad 7 \quad 18.5) = 9.25\%; \quad (99)$$

$$u_{кН} = 0;$$

$$u_{кН} = 0.5 \times \begin{pmatrix} \overset{В-Н}{} u_k & \overset{С-Н}{} +u_k & \overset{В-С}{} -u_k \\ \vdots \end{pmatrix} = 0.5 \times (7 \quad 18.5 \quad 11) = 7.25\%; \quad (100)$$

$$x_8 = x_{11} = \frac{u_{кВ}}{100} \times \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{11.25}{100} \times \frac{1000}{80} = 0.1406; \quad (101)$$

$$x_9 = x_{12} = 0; \quad (102)$$

$$x_{10} = x_{13} = \frac{u_{кС}}{100} \times \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{7.25}{100} \times \frac{1000}{80} = 0.0906. \quad (103)$$

Индуктивное сопротивление линий связи с системой:

$$x_{14} = x_{15} = x_{16} = x_{17} = x_{18} = x_{19} = x_{20} = x_w \times \frac{S_{\sigma}}{U_{\delta 1}^2} = 0.405 \times \frac{1000}{115^2}$$

$$= 2.450, \tag{104}$$

где x_m , l_m – удельное индуктивное сопротивление и длина линии соответственно;
 U_{b1} – базисное напряжение первой ступени, кВ.

5.4 Определение ЭДС источников питания

Значения сверхпереходных ЭДС в относительных единицах при номинальных условиях берём из таблицы [13, табл. 2.1]. Значение ЭДС турбогенераторов:

$$E_1 = E_2 = E_3 = E_4 = 1.08. \tag{105}$$

Значение ЭДС системы:

$$E_4 = 1.00. \tag{106}$$

Значение ЭДС нагрузок:

$$E_5 = E_6 = 0.85. \tag{107}$$

5.5 Расчёт токов КЗ в точке К-1 (110 кВ)

5.5.1 Преобразование схемы замещения к простейшему виду

Так как нагрузки Н1 и Н2 связаны с точкой КЗ через трансформаторы и линии, то их можно не учитывать при расчёте, так как их влияние на величину тока КЗ незначительно. Сопротивления x_{14} , x_{15} , x_{16} , x_{17} , x_{18} , x_{19} , x_{20} соединены параллельно:

$$x_{21} = \frac{x_{14}}{7} = \frac{2.450}{7} = 0.350. \tag{108}$$

Преобразуем сопротивления и ЭДС, соединённые последовательно и параллельно:

$$x_{22} = x_8 \parallel x_{11} = \frac{1.406}{2} = 0.703; \quad (109)$$

$$x_{23} = x_{10} \parallel x_{13} = \frac{0.906}{2} = 0.453; \quad (110)$$

$$x_{24} = x_2 \parallel x_3 = \frac{2.6}{2} = 1.3; \quad (111)$$

$$E_7 = E_2 \parallel E_3 = 1.08; \quad (112)$$

$$x_{25} = x_4 + x_{21} = 0.304 + 0.350 = 0.654; \quad (113)$$

$$x_{26} = x_7 + x_1 = 0.42 + 0.773 = 1.193; \quad (114)$$

$$x_{27} = x_{22} + x_{23} + x_{24} = 0.703 + 0.453 + 1.3 = 2.456. \quad (115)$$

Преобразованная схема замещения представлена на рисунке 14.

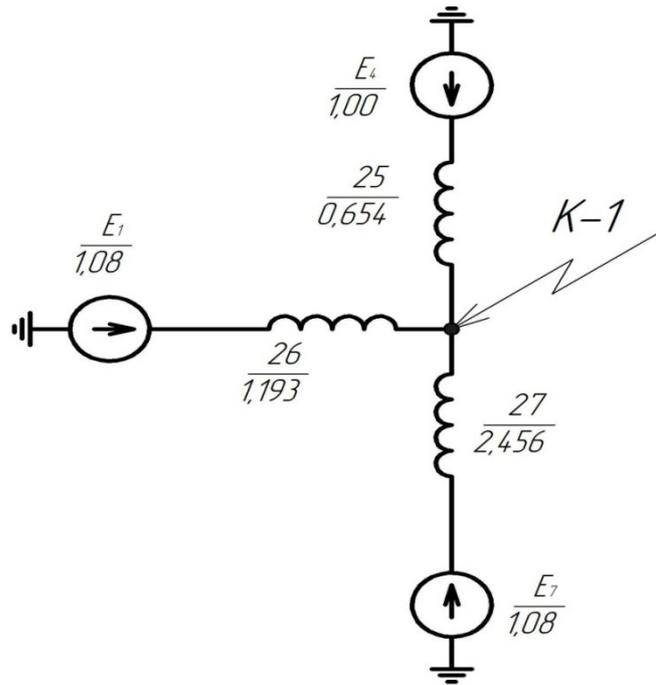


Рисунок 14 – Преобразованная схема замещения

5.5.2 Определение периодической составляющей тока КЗ

Ток к месту КЗ подходит с трёх эквивалентных ветвей: со стороны системы и со стороны генератора G1 и со стороны генераторов G2 и G3 (рисунок 13). Следовательно, периодическая составляющая тока будет являться суммой составляющих тока от каждой из ветвей. Определим эти составляющие:

$$I_{\text{Пос}} = \frac{E_4}{x_{25}} = \frac{1.00}{0.654} = 1.529; \quad (116)$$

$$I_{\text{Пог1}} = \frac{E_1}{x_{26}} = \frac{1.08}{1.193} = 0.905; \quad (117)$$

$$I_{\text{Пог2}} = \frac{E_7}{x_{27}} = \frac{1.08}{2.456} = 0.440. \quad (118)$$

Искомый ток определяется следующим выражением:

$$I_{\text{ПО}(\ast)} = I_{\text{ПОС}} + I_{\text{ПОГ1}} + I_{\text{ПОГ2}} = 1.529 + 0.905 + 0.440 = 2.874. \quad (119)$$

Этот же ток найдем в именованных единицах:

$$I_{\text{ПО}} = I_{\text{ПО}(\ast)} \times K_A = 2.874 \times 0.02 = 4,43 \text{ .} \quad (120)$$

5.5.3 Определение периодической составляющей тока КЗ на ЭВМ

Для определения периодической составляющей тока КЗ воспользуемся программой ТКЗ. В результате расчета, проведенного программой, получены значения токов КЗ по ветвям, подходящим к точке КЗ. Полученные при машинном расчёте токи необходимо домножить на $\sqrt{3}$. Результаты расчёта на ЭВМ представлены в таблице 7.

Ток в узле согласно расчёту составляет:

$$I_{\text{И}(\ast)} = \sqrt{3} \times 1.660 = 2.875 \text{ .} \quad (121)$$

Погрешность машинного расчёта относительно ручного:

$$\delta = \frac{I_{\text{ПОМ}} - I_{\text{ПОР}}}{I_{\text{ПОМ}}} \times 100 = \frac{2.875 - 2.874}{2.875} \times 100 = 0.034\%, \quad (122)$$

где ИПОР - величина периодической составляющей в начальный момент времени, вычисленная вручную, о.е.;

ИПОМ - величина периодической составляющей в начальный момент времени, вычисленная машиной, о.е.

Таблица 7 – Результаты программного расчёта тока КЗ в точке К-1

Граничные узлы	Величина	Симметричные составляющие			Фазные токи		
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"
2 6	о.е.	0.523	0.000	0.000	0.523	0.523	0.523
	град.	90.00	0.00	0.00	90.00	-30.00	-150.00
3 6	о.е.	0.127	0.000	0.000	0.127	0.127	0.127
	град.	90.00	0.00	0.00	90.00	-30.00	-150.00
4 6	о.е.	0.127	0.000	0.000	0.127	0.127	0.127
	град.	90.00	0.00	0.00	90.00	-30.00	-150.00
6 7	о.е.	0.126	0.000	0.000	0.126	0.126	0.126
	град.	90.00	0.00	0.00	90.00	-30.00	-150.00

6 7	о.е.	0.126	0.000	0.000	0.126	0.126	0.126
	град.	90.00	0.00	0.00	90.00	-30.00	-150.00
6 7	о.е.	0.126	0.000	0.000	0.126	0.126	0.126
	град.	90.00	0.00	0.00	90.00	-30.00	-150.00
6 7	о.е.	0.126	0.000	0.000	0.126	0.126	0.126
	град.	90.00	0.00	0.00	90.00	-30.00	-150.00
6 7	о.е.	0.126	0.000	0.000	0.126	0.126	0.126
	град.	90.00	0.00	0.00	90.00	-30.00	-150.00
6 7	о.е.	0.126	0.000	0.000	0.126	0.126	0.126
	град.	90.00	0.00	0.00	90.00	-30.00	-150.00
Ток к.з.	о.е.	1.660	0.000	0.000	1.660	1.660	1.660
	град.	-90.00	0.00	0.00	-90.00	150.00	30.00

Результаты ручного расчёта и расчёт на ЭВМ практически совпадают и погрешность расчёта не превышает 5–10 %, что является допустимым согласно [4, п.1.1.4]. Поэтому расчет КЗ в остальных точках схемы доверяем ЭВМ.

5.5.4 Определение ударного тока короткого замыкания

Для определения ударного тока нам потребуется значение ударного коэффициента k_y и постоянной времени T_a затухания аperiodической составляющей. Воспользуемся данными таблицы [14, табл. 6-1]:

Для системы:

$$T_{ac}=0,02 \text{ с};$$

$$k_{yc}=1,640;$$

Для генераторов:

$$T_{ar1}=0,26;$$

$$k_{yг1}=1,965 ;$$

$$T_{ar2}=0,2;$$

$$k_{yг2}=1,950.$$

Ударный ток:

$$i_{y(*)} = \sqrt{2} \times k_{yc} \times I_{п0C} + \sqrt{2} \times k_{yг1} \times I_{п0Г1} + \sqrt{2} \times k_{yг2} \times I_{п0Г2} = \sqrt{2} \times 1.64 \times 1.52 \times \\ + \sqrt{2} \times 1.965 \times 0.905 + \sqrt{2} \times 1.950 \times 0.440 = 7.274; \quad (123)$$

$$i_{y\sigma} = i_{y(*)} \times K_T = 7.274 \times 0.8 = 5.82 \text{ кА} \quad (124)$$

5.5.5 Расчет периодической и аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени $t=\tau$, определение интеграла Джоуля

Расчет апериодической составляющей тока КЗ в момент времени $t=\tau$, кА:
(125)

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \times I_{eH0} \times e^{-\frac{\tau}{T_a}},$$

где τ – момент разрыва контактов выключателя:

$$\tau = t_{c.в.} + t_{р.з.} = 0.05 + 0.01 = 0.06, \quad (126)$$

где $t_{c.в.}$ – собственное время срабатывания выключателя, с;
 $t_{р.з.}$ – время срабатывания релейной защиты, с.

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \times I_{eH0C} \times e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \times 1.529 \times e^{-\frac{0.06}{0.02}} = 0.108; \quad (127)$$

$$i_{a\tau\Gamma1} = \sqrt{2} \times I_{eH0\Gamma1} \times e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma1}}} = \sqrt{2} \times 0.905 \times e^{-\frac{0.06}{0.26}} = 1.016; \quad (128)$$

$$i_{a\tau\Gamma2} = \sqrt{2} \times I_{eH0\Gamma2} \times e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma2}}} = \sqrt{2} \times 0.440 \times e^{-\frac{0.06}{0.2}} = 0.461; \quad (129)$$

Суммарный апериодический ток:

$$i_{a\tau(*)} = i_{a\tau C} + i_{a\tau\Gamma1} + i_{a\tau\Gamma2} = 0.108 + 1.016 + 0.461 = 1.585. \quad (130)$$

$$i_{a\sigma} = i_{a\tau(*)} \times K_1 = 1.585 \times 0.02 = 7.957. \quad (131)$$

Определим периодическую составляющую тока КЗ в момент времени $t=\tau$. Номинальный ток от системы, приведённый к ступени КЗ:

$$I_{кзАс}^{\circ} = \frac{S_C}{\sqrt{3} \times U_{ср.ном1}} = \frac{2300}{\sqrt{3} \times 15} = 11.547 \quad . \quad (132)$$

Удалённость КЗ от ЭЭС:

$$\frac{I_{П0С}}{I_{номС}^{\circ}} = \frac{1.529 \times 5.02}{11.547} = 0.665 < 1, \quad (133)$$

следовательно точка КЗ электрически удалена от ЭЭС, поэтому принимаем $I_{птс} = I_{П0С} = 1.529$ [13, с. 40].

Для нахождения $I_{птГ}$ воспользуемся методом типовых кривых.

Определим приведенный суммарный номинальный ток генераторов:

$$I_{кзА}^{\prime} = \frac{S_{ном\Sigma}}{\sqrt{3} \times U_{ср.ном}} = \frac{258.82 + 2 \times 75}{\sqrt{3} \times 15} = 2.052 \quad . \quad (134)$$

Периодическая составляющая тока КЗ от генераторов G1, G2 и G3:

$$I_{П0Г} = I_{П0Г1} + I_{П0Г2} = 0.905 + 0.440 = 1.345. \quad (135)$$

Определим отношение $I_{П0Г} / I_{ном}^{\prime}$, говорящее об удаленности точки КЗ:

$$\frac{I_{П0Г}}{I_{ном}^{\prime}} = \frac{I_{П0Г} \times I_{б1}}{I_{ном}^{\prime}} = \frac{1.345 \times 5.02}{2.052} = 3.290. \quad (136)$$

По типовым кривым [14, рис.6-8] определяем отношение $\frac{I_{птГ}}{I_{п0Г}}$:

$$\frac{I_{птГ}}{I_{п0Г}} = 0.92. \quad (137)$$

Тогда значение периодической составляющей тока КЗ генератора для времени $t=\tau$:

$$I_{\Pi\tau\Gamma} = \frac{I_{\Pi\tau\Gamma}}{I_{\Pi0\Gamma}} \times I_{\Pi0\Gamma} = 0.92 \times 345 = 317.4 \text{ А} \quad (138)$$

Суммарный ток в момент времени $t=\tau$:

$$I_{\Pi\tau(*)} = I_{\Pi\tau C} + I_{\Pi\tau\Gamma} = 1.529 + 1.237 = 2.766; \quad (139)$$

$$I_{\Pi\tau} = I_{\Pi\tau(*)} \times I_{\delta 1} = 2.766 \times 0.02 = 0.05532 \text{ А} \quad (140)$$

Определим относительную часть аperiodической составляющей:

$$\beta = \frac{i_{ac}}{\sqrt{2} \times I_{\Pi\tau}} \times 100 = \frac{7.957}{\sqrt{2} \times 3.88} \times 100 = 103.54\% \quad (141)$$

Тепловой импульс от системы:

$$B_C = I_{\Pi0C}^2 \times (\tau + T_{ac}) = (1.529 \times 0.02)^2 \times (0.06 + 0.02) = 0.0004713 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (142)$$

Тепловой импульс от генератора G1:

$$B_{G1} = I_{\Pi0G1}^2 \times (\tau + T_{aG1}) = (0.905 \times 0.02)^2 \times (0.06 + 0.26) = 0.000605 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (143)$$

Тепловой импульс от генераторов G2 и G3:

(144)

$$B_{Г2} = I_{п0Г2}^2 (\tau + T_{aГ2}) = (0.440 \times 0.02)^2 (0.06 + 0.2) = 1.268 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Суммарный тепловой импульс:

(145)

$$B_k = B_C + B_{Г1} + B_{Г2} = 4.713 + 6.605 + 1.268 = 12.586 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Аналогично проведём расчёт токов короткого замыкания для остальных точек. Результаты расчётов токов короткого замыкания на ЭВМ для всех точек приведены в приложении А. Результаты расчёта для всех точек сведём в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	U _{ном} , кВ	I _{п0} , кА	i _y , кА	i _{ат} , кА	I _{пт} , кА	β, %	B _к , кА ² с
К-1	115	14,43	36,52	7,957	13,88	40,54	12,59
К-2	37	29,72	79,89	32,12	25,72	88,30	198,8
К-3	10,5	101,7	275,9	107,8	100,3	76,02	971,7
К-4	10,5	22,86	63,52	27,47	19,44	99,81	149,1
К-5	15,75	91,94	249,8	69,28	81,18	60,34	1291

6 Выбор электрических аппаратов, токоведущих частей и шинных конструкций

6.1 Окончательный выбор коммутационной аппаратуры

Коммутирующие аппараты должны надежно выполнять операции включения/отключения цепей как в нормальном, так и в аварийном режимах, в том числе при протекании тока КЗ. Во включенном положении аппарат должен выдерживать сквозной ток КЗ (динамическая стойкость) и его термическое действие. В момент отключения значение периодической составляющей тока КЗ должно быть меньше значения тока отключения, указанного в каталожных данных заводом-изготовителем.

Производим проверку ранее выбранных выключателей и разъединителей по рассчитанным выше параметрам токов коротких замыканий с учетом условий динамической и термической стойкости.

Таблица – 9 Выбор выключателей и разъединителей на 110 кВ (К-1)

Условия выбора	Расчет	DT1-123	РГНП-110/2000
$I_{ном} \geq I_{расч}$	1,168 кА	1,2 кА	2,0 кА

$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	110 кВ	123 кВ	110 кВ
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$	13,88 кА	40 кА	-
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	12,59 кА ² ·с	4800 кА ² ·с	4800 кА ² ·с
$I_{\text{пр. скв.}} \geq i_{\text{уд}}$	36,52 кА	108 кА	100 кА
$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{по}}$	14,43 кА	40 кА	-
$\sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} * \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right) \geq \sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}$	27,586 кА	79,2 кА	-

Таблица – 10 Выбор выключателей и разъединителей на 35 кВ (К-2)

Условия выбора	Расчет	GL107X	PP3-2-35/2000 У3
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$	1,747 кА	2 кА	2 кА
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	35 кВ	40,5 кВ	35 кВ
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$	25,72 кА	31,5 кА	-
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	198,8 кА ² ·с	2977 кА ² ·с	4800 кА ² ·с
$I_{\text{пр. скв.}} \geq i_{\text{уд}}$	79,89 кА	80 кА	100 кА
$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{по}}$	29,72 кА	31,5 кА	-
$\sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} * \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right) \geq \sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}$	68,49 кА	69,37 кА	-

Таблица – 11 Выбор выключателей и разъединителей на 10,5 кВ (К-3)

Условия выбора	Расчет	HECS-100R	PBP-20/8000M У3
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$	4,34 кА	9,00 кА	8 кА
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	10,5 кВ	25,3 кВ	20 кВ
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$	100 кА	100 кА	-
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	971,7 кА ² ·с	30000 кА ² ·с	46875 кА ² ·с
$I_{\text{пр. скв.}} \geq i_{\text{уд}}$	275,9 кА	300 кА	315 кА
$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{по}}$	101,7 кА	300 кА	-
$\sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} * \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right) \geq \sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}$	249,6 кА	286,98 кА	-

Таблица – 12 Выбор генераторных выключателей и разъединителей на 15,75 кВ (К-5)

Условия выбора	Расчет	FKG1N	SKG1
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$	9,99 кА	10,8 кА	10,8 кА
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	15,75 кВ	27 кВ	27 кВ
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$	81,18 кА	120 кА	-
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	1291 кА ² ·с	43200 кА ² ·с	43200 кА ² ·с
$I_{\text{пр. скв.}} \geq i_{\text{уд}}$	249,8 кА	329 кА	329 кА
$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{по}}$	91,94 кА	120 кА	-
$\sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} * \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right) \geq \sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}$	184,1 кА	573,59 кА	-

Для выбора выключателей в ячейки КРУ на отходящие линии с ГРУ рассчитаем максимальный ток цепи:

(146)

$$I_{\max} = \frac{P_{\text{пред}}}{\sqrt{3} \times U_n \times \cos \phi_n} = \frac{4500}{\sqrt{3} \times 10,5 \times 0,84} = 294,6 \text{ .}$$

Выбираем выключатель ВВВ-М-10-31,5/630.

Таблица – 13 Выбор выключателей на отходящие линии с ГРУ в ячейке КРУ (К-3)

Условия выбора	Расчет	ВВВ-М-10-31,5/630
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$	295 А	630 кА
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{откл. ном}} \geq I_{\text{пт}}$	100,3 кА	31,5 кА
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	971,7 кА ² ·с	2076 кА ² ·с
$I_{\text{пр. скв.}} \geq i_{\text{уд}}$	275,9 кА	80 кА
$I_{\text{вкл. ном}} \geq I_{\text{п0}}$	101,7 кА	31,5 кА
$\sqrt{2} I_{\text{откл. ном}} * \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \geq \sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}$	249,6 кА	82,19 кА

Выключатель не подходит по отключающей способности и ряду других параметров. Необходимо выбрать групповой реактор для уменьшения тока КЗ.

Условия выбора:

$$U_{\text{н.р}} \geq U_{\text{уст}}$$

$$I_{\text{н.р}} \geq I_{\text{мах. ветви}}$$

$$X_{\text{н.р}} \geq X_{\text{р. треб}}$$

Определим максимальный ток ветви:

(147)

$$I_{\max. ГРУ} = \frac{P_{\text{мах. ГРУ}}}{\sqrt{3} \times U_n \times \cos \phi_n} = \frac{90}{\sqrt{3} \times 10,5 \times 0,84} = 5,89 \text{ ;}$$

$$I_{\max. ветви} = \frac{I_{\text{мах. ГРУ}}}{20} = 0,295 \text{ .} \quad (148)$$

Определим результирующее сопротивление цепи КЗ до места установки реактора (К-2):

(149)

$$x_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{ср. ном}}}{\sqrt{3} \times I_{\text{п0}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times 01,7} = 0,060 \text{ Ом.}$$

Определим требуемое сопротивление цепи КЗ для снижения тока КЗ до требуемой величины ИПО.треб.:

$$I_{\text{ИПО.треб.}} = \frac{I_{\text{откл.ном}} \times (1 + \beta_{\text{норм}})}{1 + e^{\frac{-\tau}{T_a}}} = \frac{31,5 \times (1 + 0,5)}{1 + e^{\frac{-0,06}{0,406}}} = 25,355 \quad , \quad (150)$$

где ИПО.треб. – наименьшее требуемое значение тока КЗ за реактором.

$$X_{\text{рез.треб.}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \times I_{\text{ИПО.треб.}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times 25,355} = 0,239 \quad . \quad (151)$$

Определим сопротивление реактора, Ом:

$$X_{\text{треб. LR}} = X_{\text{рез.треб.}} - X_{\text{рез}} = 0,239 - 0,060 = 0,179 \quad . \quad (152)$$

По [8] выбираем реактор РТСТСГ 10-2х630-0,25У3

Проверка реактора по условиям:

$$1. 10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$2. 630 \text{ А} \geq 295 \text{ А};$$

$$3. 0,25 \text{ Ом} \geq 0,179.$$

Рассчитаем токи КЗ за реактором:

$$I_{\text{ИПО}} = I_{\text{Ит}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \times (X_{\text{рез.}} + X_{\text{ном.LR}})} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times (0,06 + 0,25)} = 19,56 \quad . \quad (153)$$

Рассчитаем ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times I_{\text{Ит}} \times y_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times 19,56 \times 1,265 = 54,36 \quad . \quad (154)$$

Рассчитаем апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{aEI} = \sqrt{2} \times I_0 \times \frac{-\tau}{T_a} = \sqrt{2} \times 19.56 \times \frac{-0.04}{0.245} = 23.50 \text{ А} \quad (155)$$

Выбранный реактор проверяем по условиям:

1. На электродинамическую устойчивость:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \quad (156)$$

$$80 \geq 54,36$$

2. На термическую устойчивость:

$$B_{к.расч} \leq B_{к.доп} \quad (157)$$

$$B_{к.расч} = 19.56 \times (0,04 + 0,245) = 109.04 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$B_{к.доп} = 31,5 \times 3 = 2976 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$109.04 \leq 2976.$$

3. На остаточное напряжение, %:

$$U_{ост} \geq 65\% U_{ном} \quad (158)$$

$$U_{ост} = X_{кВ.ЛР} \times \frac{\sqrt{3} I_{п0}}{U_{ном}} \times 100 = 0,25 \times \frac{\sqrt{3} \times 19.56}{10,5} \times 100 = 80.66 \text{ \%} \quad (159)$$

$$80,66 \geq 65$$

4. На падение напряжения в реакторе, %:

$$\Delta U = X_{ном.ЛР} \times \frac{(1 - K_{ск}) \times \sqrt{3} \times I_{маx.цети}}{U_{ном}} \times 100 = 0,25 \times \frac{(1 - 0,46) \times \sqrt{3} \times 0.295}{10,5} \times 100 = 0.657 \text{ \%} \quad (160)$$

$$0,657 \leq 2$$

Выключатель ВВЭ-М-10-31,5/630 и реактор РТСТСГ-10-2х630-0,25УЗ проверку прошли.

Все изначально выбранные выключатели и разъединители прошли проверку.

6.2 Выбор комплектного экранированного токопровода

Для соединения выводов статорной обмотки генератора и главного распределительного устройства, соединения шин ГРУ и выводов силового автотрансформатора связи, а также цепь на собственные нужды выполняются комплектным пофазно-экранированным токопроводом.

Для связи выводов статора и ГРУ для генератора 60 МВт применяем экранированный генераторный токопровод марки ТЭНЕ-10/5500-375У1 [15, табл.1], а на генератор 220 МВт - ТЭКНЕ-20/10000-300 У1.

Условия выбора занесем в таблицу.

Таблица 14 – Выбор блочного генераторного КЭП (15,75 кВ)

Условия выбора	ТЭКНЕ-20/10000-300У1	Расчетные данные
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$	10 кА	9,99 кА
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	20 кВ	15,75 кВ
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	4800 кА ² с	1291 кА ² с
$I_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд}}$	300 кА	249,8 кА

Таблица 15 – Выбор КЭТ от генераторов до ГРУ (10,5 кВ)

Условия выбора	ТЭНЕ-10/5500-375У1	Расчетные данные
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$	5,5 кА	4,34 кА
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	10,5 кВ	10,5 кВ
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	4800 кА ² с	971 кА ² с
$I_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд}}$	375 кА	275,9 кА

КЭТ в отпайке на собственные нужды возьмем с учетом динамической стойкости, т.к. при КЗ в данной цепи ток системы суммируется с током генератора.

Таблица 16 – Выбор КЭП в отпайки на собственные нужды (10,5 кВ)

Условия выбора	ТЭНЕ-20-1600-560 УХЛ1	Расчетные данные
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$	1600 А	0,607 кА
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	20 кВ	10,5 кВ
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	7500 кА	971,7 кА
$I_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд}}$	560 кА	275,9 кА

Таблица 17 – Выбор блочного генераторного КЭП (15,75 кВ)

Условия выбора	ТЭКНЕ-20/1600-375У1	Расчетные данные
$I_{ном} \geq I_{расч}$	1600 А	1,486 кА
$U_{ном} \geq U_{сети ном}$	20 кВ	15,75 кВ
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	7500 кА	1291 кА
$I_{дин.} \geq i_{уд}$	375 кА	249,8 кА

6.3 Выбор шин и ошиновки

6.3.1 Выбор шин и ошиновок на РУ 110 кВ

В РУ-110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах (в нашем случае по току наиболее мощного присоединения – трансформатора ТДЦ-250000/110).

$$I_{\max \text{ цепи}} = 1168 \text{ А}; \quad (161)$$

Выбираем для РУ-110 кВ сталеалюминевые провода марки АС-700/86 [7, табл. П.4.1].

Проверка производится по следующим условиям:

1. По допустимому току:

$$\begin{aligned} I_{\max \text{ цепи}} &\leq I_{\text{доп}} \\ 1168 &\leq 1180 \end{aligned} \quad (162)$$

2. Проверка на термическую стойкость не производится, т.к. провода находятся вне обогреваемого помещения.

3. Проверка на динамическую стойкость (схлестывание) не производится, т.к.

$$Ш0 = 14,43 \text{ кА} < 20 \text{ кА} \quad (163)$$

4. Проверка по условиям коронирования может не проводиться, так как согласно [2] для воздушных линий 110 кВ минимальное сечение составляет 70 мм².

Токоведущие части от выводов трансформаторов до сборных шин выполняются теми же проводами, что и сами шины.

6.3.2 Выбор шин и ошинок на ГРУ 10 кВ

В РУ 6-10 кВ закрытого типа ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

Сборные шины по экономической плотности тока не выбираются [2, п.1.3.28], поэтому выбор сечения производится по допустимому току.

Наибольший ток в цепи сборных шин:

$$I_{\text{max}} = \frac{P_z}{\sqrt{3} \times U_{\text{с2}} \times \cos \phi} = \frac{60}{\sqrt{3} \times 10,5 \times 0,95} = 4,34 \quad (164)$$

Выбираем шины коробчатого сечения 2х(125х55х6,5) и сечением 2х1370 мм² I_{доп}=4640 А.

Принимаем среднемесячную температуру наиболее жаркого месяца равной 30⁰С. Для этой температуры поправочный коэффициент равен 0,94. Тогда:

$$I_{\text{доп}} = 0,94 \cdot 4640 = 4362 \text{ А} \quad (165)$$

Предполагаем, что сборные шины будут расположены в вершинах прямоугольного треугольника с расстояниями между фазами a_x = a_y = 1,0 м, l = 2 м.

Проверяем шины по условиям:

1. На термическую стойкость:

$$q_{\text{min}} \leq q$$

где q_{min} – минимальное сечение по термической стойкости, мм²;

q – выбранное сечение, мм².

(166)

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_1} = \frac{\sqrt{971,7 \times 10^3}}{91} = 343 \text{ ,}$$

где $C_1 = 91$ для шин из алюминия АД/Н [16].

Шины термически стойки, так как $q_{\text{min}} < q = 2 \times 1370 = 2740 \text{ мм}^2$.

2. На механическую прочность:

Расчет производим без учета колебательного процесса, т.к. шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции. Полагаем, что швеллеры шин соединены $W_{y_0-y_0} = 167 \text{ см}^3$. При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчетную формулу принимаем по [14, табл. 7-4].

Напряжение в материале шин от взаимодействий между фазами при КЗ:

$$\sigma_{\phi, \text{MAX}} = 2,2 \frac{i_{y_0}^2}{a W_{y_0-y_0}} \times 10^{-8} = 2,2 \frac{275900^2 \times 2}{1,0 \times 100} \times 10^{-8} = 66,99 \text{ МПа}; \quad (167)$$

$\sigma_{\text{доп}} = 82,3 \text{ МПа}$ [14, табл. 7-3]

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = \sigma_{\phi, \text{MAX}} + \sigma_{\Pi} = 66,99 + 0 = 66,99 < \sigma_{\text{ДОП}} \quad (168)$$

где $\sigma_{\Pi} = 0$ при жестком соединении элементов коробчатого профиля.

Делаем вывод, что шины механически прочны.

6.3.3 Выбор шин и ошиновок на РУ 35 кВ

В РУ-35 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах:

$$I_{\text{max цепи}} = 1747 \text{ А} \quad (169)$$

Выбираем для РУ-35 кВ сталеалюминевые провода марки АС-500/64 расщепленный на два провода в фазе [7, табл. П.4.1].

Проверка производится по следующим условиям:

1. По допустимому току:

$$I_{\text{max.цепи}} \leq I_{\text{дон}} \quad (170)$$

$$874 \leq 945$$

2. Проверка на термическую стойкость не производится, т.к. провода находятся вне обогреваемого помещения.

3. $I_{П0} = 29,72 \text{ кА} > 20 \text{ кА}$, следовательно проверяем провода на сжигание.

Определяем усилие, возникающее при протекании тока двухфазного КЗ:

$$f_{\text{H}} = \frac{1,5 \times I_{\text{П0}}^2}{D} \times 10^{-7} = \frac{1,5 \times 29720^2}{3} \times 10^{-7} = 44,16 \text{ / .} \quad (171)$$

Определим силу тяжести 1 м токопровода с учётом внутрифазных распорок:

$$g = 1,1 \times 9,8 \text{ м/с}^2 = 10,78 \text{ (2 0 21)} \quad 1986 \text{ / .} \quad (172)$$

Определим отношение

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{экв}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,01 + 0,05} = 26,35. \quad (173)$$

По диаграмме [14, рис.7-7] определим отклонение провода b и угол α . При $f/g=2,25$ и $\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{экв}}}=26,35$ находим отношение $b/h=0,27$,

откуда $b=0,27 \cdot 2,5=0,675 \text{ м}$. При этом значение $\alpha=15^\circ$.

Допустимое отклонение фазы определим по выражению:

$$b_{\text{дон}} = \frac{D - d - a_{\text{дон}}}{2} = \frac{3 - 0,0206 - 0,440}{2} = 1,27 \text{ .} \quad (174)$$

Схлестывание не происходит, так как $b < b_{\text{доп}}$.

4. Проверка по условиям коронирования может не проводиться, так как согласно [2] для воздушных линий 35 кВ сечение провода превышает минимально допустимое.

Токоведущие части от выводов трансформаторов до сборных шин выполняются теми же проводами, что и сами шины.

6.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Трансформаторы тока выбираются по номинальным параметрам $U_{\text{ном}}$ и $I_{\text{ном}}$, а затем проверяются по условиям термической и электродинамической стойкости, допустимой вторичной нагрузке.

Так как значения вторичной нагрузки трансформаторов тока нам не известно, будем производить выбор только по номинальным параметрам тока и напряжения и отразим в таблицах.

Таблица 18 – Выбор трансформатора тока на выводах генератора 60 МВт

Условия выбора	ТШЛ-10-У3	Расчётная величина
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	5,0 кА	4,34 кА

Таблица 19 – Выбор трансформатора тока на выводах генератора 220 МВт

Условия выбора	ТШ-20Б-10000/5	Расчётная величина
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	20 кВ	15,75 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	10,0 кА	9,99 кА

Таблица 20 – Выбор трансформатора тока на отпайках собственных нужд ГРУ

Условия выбора	ТОЛ-10-У3	Расчётная величина
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	1,5 кА	0,606 кА

Таблица 21 – Выбор трансформатора тока на отпайка собственных нужд генератора

Условия выбора	ТОЛ-20	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	20 кВ	15,75 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	2,5 кА	1,33 кА

Таблица 22 – Выбор трансформатора тока возле секционного выключателя на шинах ГРУ

Условия выбора	ТШЛ-10-У3	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	5,0 кА	4,34 кА

Таблица 23– Выбор трансформатора в ячейках КРУ 10 кВ

Условия выбора	ТОЛ-СВЭЛ-10-1	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	400 А	379 А

Таблица 24 – Выбор трансформатора тока на обмотке НН ТДТН-80000/110/35

Условия выбора	ТШЛ-10-У3	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	5,0 кА	4,7 кА

Таблица 25 – Выбор трансформатора тока 110 кВ

Условия выбора	ТФЗМ-110БШ-У1	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	до 2,0 кА	780 А

Таблица 26 – Выбор трансформатора тока 35 кВ

Условия выбора	ТФЗМ-35 Б-П-У1	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	3000 А	1,747 кА

Трансформаторы напряжения выбираем в соответствии с номинальным напряжением силовой цепи. Выбранные трансформаторы сведем в таблицу.

Таблица 27 – Выбор трансформаторов напряжения

Тип	Класс напряжения, кВ
ЗНОЛ-10	10
ЗНОЛ-20	15,75
ЗНГ-110	110
ЗНОЛ-35	35

6.5 Выбор токоограничивающих реакторов

В схеме предусмотрено наличие трех типов реакторов: секционный реактор, установленный рядом с выключателем в перемычке между секциями ГРУ, групповой сдвоенный реактор для уменьшения токов КЗ в отходящих кабельных линиях ГРУ и реакторы в отпайках цепи генератора на собственные нужды станции.

Выбор реакторов произведем по номинальным параметрам тока и напряжения.

Рассчитаем ток, протекающий через секционный реактор:

$$I_{крА} = \frac{P_{\max.ГРУ} / 2}{\sqrt{3} \times U_{нон} \times \cos \phi_n} = \frac{90 / 2}{\sqrt{3} \times 10,5 \times 0,84} = 2,946 \quad . \quad (175)$$

По найденному току выбираем секционный реактор РБДГ-10-4000-0,18 УЗ.

Групповой реактор для уменьшения тока КЗ в КРУ был выбран совместно с выключателем в п.

5.1.

Ток протекающий через реактор в отпайке на собственные нужды, кА:

$$I_{РСН} = 0,14 \times I_{крА} = 0,14 \times 2,946 = 0,412 \quad . \quad (176)$$

Выбираем реактор РБГ-10-630-0,25 УЗ.

Таблица 28 – Характеристики ректоров

Тип	U _н , кВ	I _н , А	X _н , Ом
РБДГ-10-4000-0,18 УЗ	10	4000	0,18
РТСТСГ-10-2х630-0,25УЗ	10	630	0,25
РБГ-10-630-0,25 УЗ	10	630	0,25

6.6 Выбор ограничителей перенапряжений

В настоящее время для защиты сетей высокого напряжения и оборудования станций и подстанций от атмосферных и коммутационных перенапряжений используют ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), выполненные в виде резисторов на основе оксида цинка с нелинейной вольт-амперной характеристикой. ОПН ставятся на каждую систему шин со стороны обмоток силовых трансформаторов. В случае, если номинальное напряжение трансформатора превышает 220 кВ, ОПН ставятся на выводах.

Условия выбора ОПН: $U_{н. ОПН} \geq U_{уст}$

На проектируемой схеме выдачи электрической мощности все ОПН устанавливаем на первичной обмотке трансформаторов напряжения.

Выбранные ОПН сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Характеристики ОПН

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Напряжение сети, кВ	Длина пути утечки, мм
ОПН-КР/TEL-10/10,5	10	10	205
ОПН-РК-Х/Х-10-760 УХЛ1	35	35	1250
ОПН-РК-110/88/10/680 УХЛ1	110	110	3150

7 Выбор схем распределительных устройств

7.1 ОРУ 110 кВ

Распределительное устройство напряжением 110 кВ, которое обеспечивает питанием потребителей района по воздушным линиям, выполнено на открытом воздухе двумя рабочими системами сборных шин (рисунок 15). В связи с тем, что были выбраны элегазовые выключатели, то необходимость в установке обходной системы шин отпала, в связи с высокими показателями надежности коммутационных аппаратов.

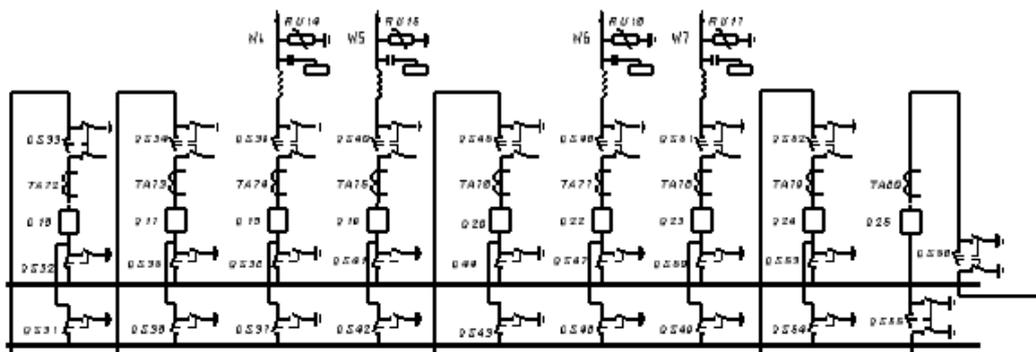


Рисунок 15 – Схема электрических соединений ОРУ 110 кВ

7.2 ОРУ 35 кВ

Распределительное устройство класса напряжения 35 кВ выполняем открытого типа одиночной секционированной системой сборных шин (рисунок 16). Каждую секцию шин питает обмотка среднего напряжения трёхобмоточного трансформатора ТДТН-80000/110/35. От каждой секции шин отходит одна линия электропередачи. При отказе одного из трансформаторов, второй трансформатор принимает на себя всю нагрузку, ошиновка выполнена с учётом возможности пропускания двойного тока по отдельным ветвям.

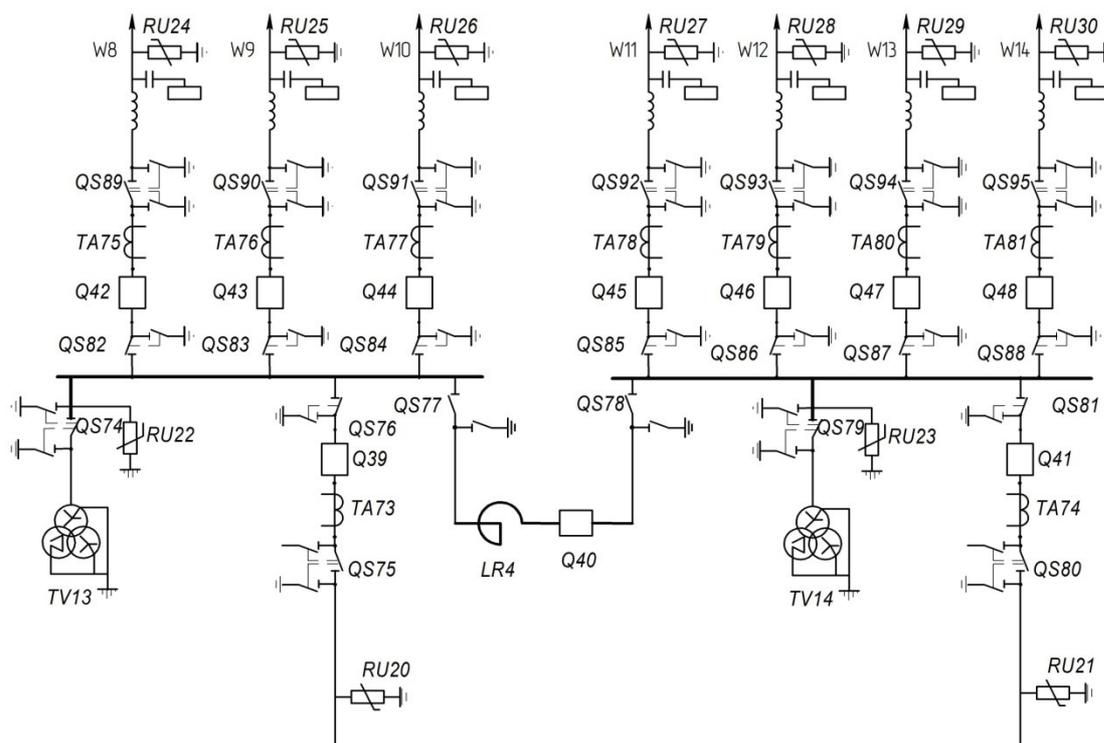


Рисунок 16 – Схема электрических соединений ОРУ-35 кВ

7.3 ГРУ 10 кВ

Для питания потребителей на генераторном напряжении 10 кВ предусмотрено генераторное распределительное устройство (ГРУ) выполненное в закрытом виде в отдельно стоящем здании по схеме двойной секционированной системы сборных шин (рисунок 17). К каждой секции сборных шин присоединен турбогенератор мощностью 60 МВт и ячейки КРУ для питания потребителей. Кабельные линии, питающие потребителей, запитываются с шин ГРУ через групповые сдвоенные реакторы, которые предназначены для:

- ограничение тока короткого замыкания;
- поддержание остаточного напряжения на шинах в пределах 65%;
- уменьшение габаритов ГРУ за счет уменьшения количества присоединений к шинам.

Генераторы присоединяются к шинам современными комплектными пофазно-экранированными токопроводами, пропускающими ток до 10 кА. Коммутация осуществляется надежными и современными импортными элегазовыми выключателями фирмы АВВ, способными отключать ток короткого замыкания до 100 кА.

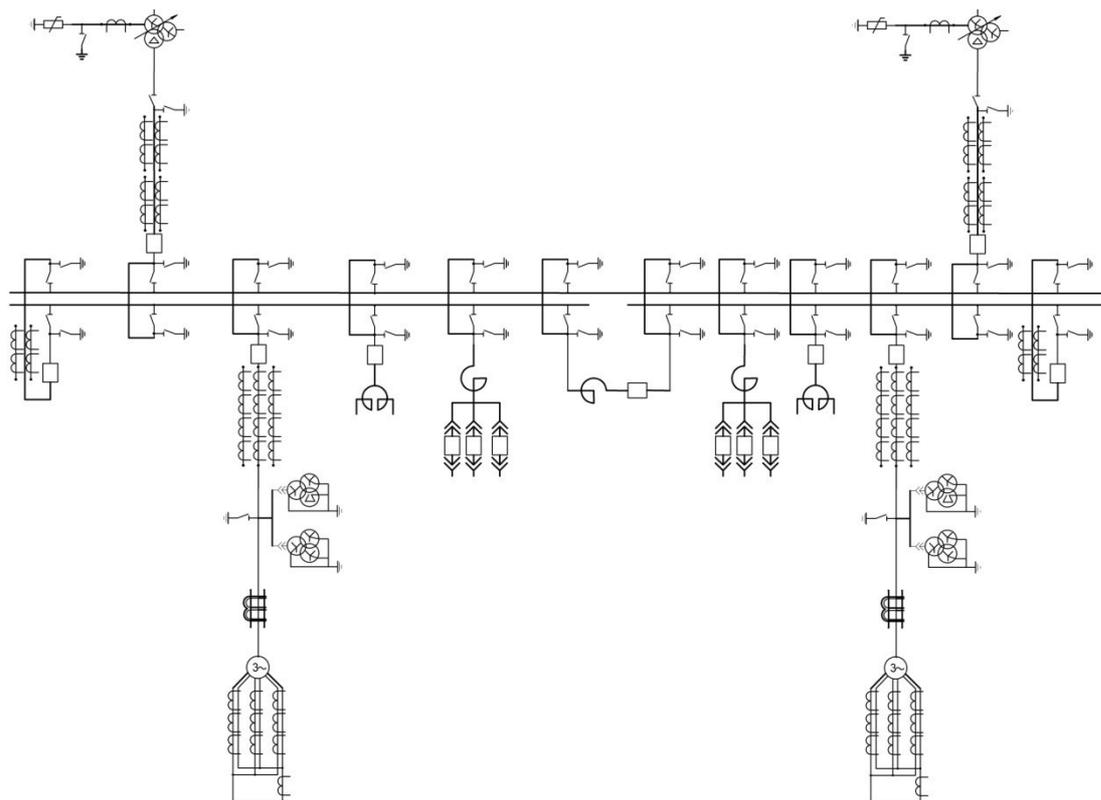


Рисунок 24 – Схема электрических соединений ГРУ 10 кВ

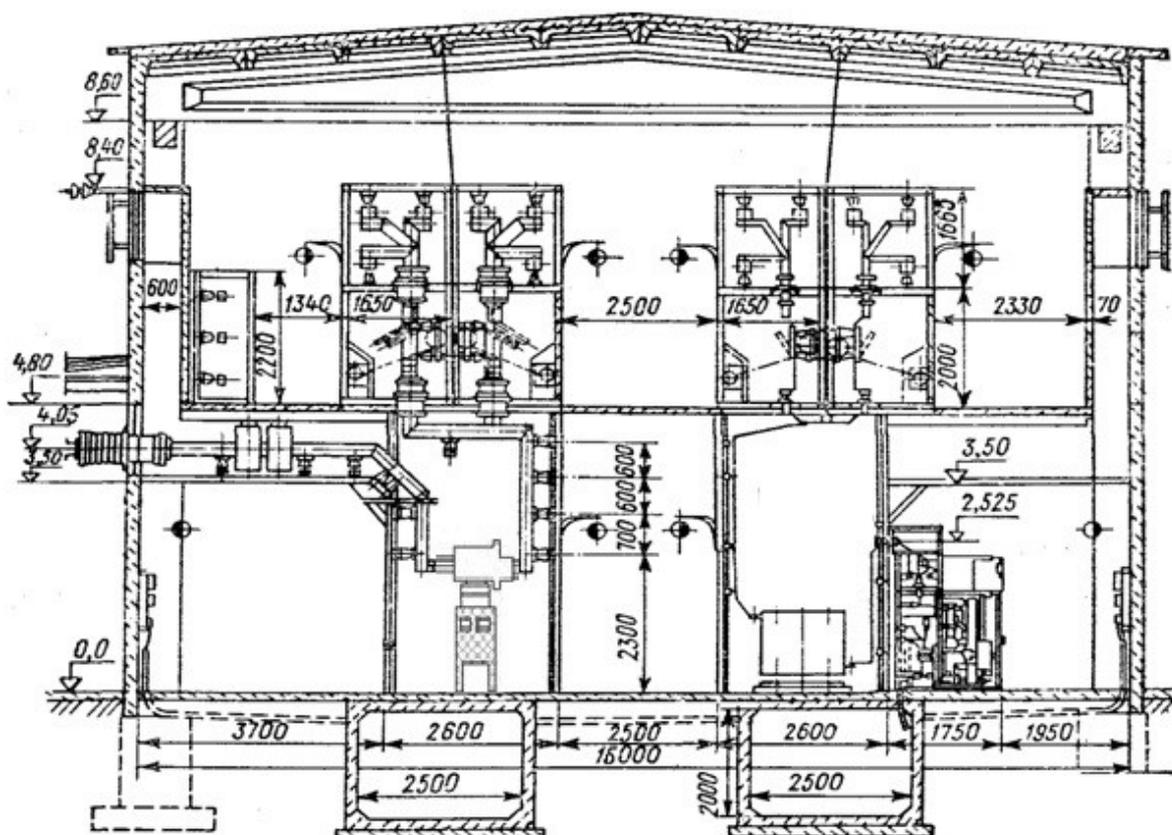


Рисунок 25 – Разрез ГРУ 10 кВ

8 Молниезащита ГРУ 10 кВ

Защита ГРУ от прямого попадания ударов молнии обычно обеспечивается молниезащитой главного корпуса, так как высота ГРУ гораздо меньше, чем высота главного корпуса ТЭЦ. Молниезащита главного корпуса выполняется в виде стержневых молниеотводов, устанавливаемых на дымовых трубах. Стержневые молниеотводы выполняются в виде металлических стержней.

Как правило, главный корпус электрической станции не вписывается в зону защиты, созданную молниеотводом дымовой трубы. Поэтому на зданиях главного корпуса либо устанавливают стержневые молниеотводы по его периметру, либо укладывают молниеприемную сетку на кровлю здания. Ее выполняют из стальной проволоки диаметром 6–8 мм, узлы сетки сварные. Сетку соединяют с токоотводами, расположенными на расстоянии 15 м друг от друга. Металлические элементы здания или сооружения, расположенные на крыше (трубы, вентиляционные устройства и т. д), соединяют с молниеприемной сеткой, а неметаллические части здания, возвышающиеся над кровлей, оборудуют дополнительными молниеприемниками, присоединенными к сетке. Кроме основных токоотводов используют все имеющиеся наружные вертикальные металлические конструкции здания при условии их непрерывной электрической связи (пожарные лестницы и пр.). По каждому этажу или не более чем через каждые 9 м по высоте здания укладывают металлические пояса (полосы) для выравнивания потенциалов на отдельных уровнях. К этим поясам присоединяют все токоотводы, металлические конструкции и оборудование,

установленное внутри защищаемого здания. Каждый токоотвод присоединяют к отдельному заземлителю с импульсным сопротивлением не более 5 Ом или к замкнутому заземляющему контуру, уложенному по периметру здания [22, с. 243].

9 Расчёт заземляющих устройств для ГРУ 10 кВ

Критерием расчёта заземляющих устройств служит величина наибольшего допустимого напряжения прикосновения, определяющегося в зависимости от времени отключения $t_{\text{откл}} = 0,16$ с. Величина наибольшего допустимого

напряжения для этого времени отключения равна $U_{\text{пр.доп}} \leq 400$ В [14, с. 262].

Многослойный грунт на территории размещения ГРУ 10 кВ условно представляется двухслойным. Удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_1 = 50$ Ом·м, удельное сопротивление нижнего слоя $\rho_2 = 25$ Ом·м.

Так как иного не задано, произвольно принимаем длину ГРУ равной 46 м, ширина – 16 м. Заземляющее устройство выступает за пределы ГРУ на 2 м.

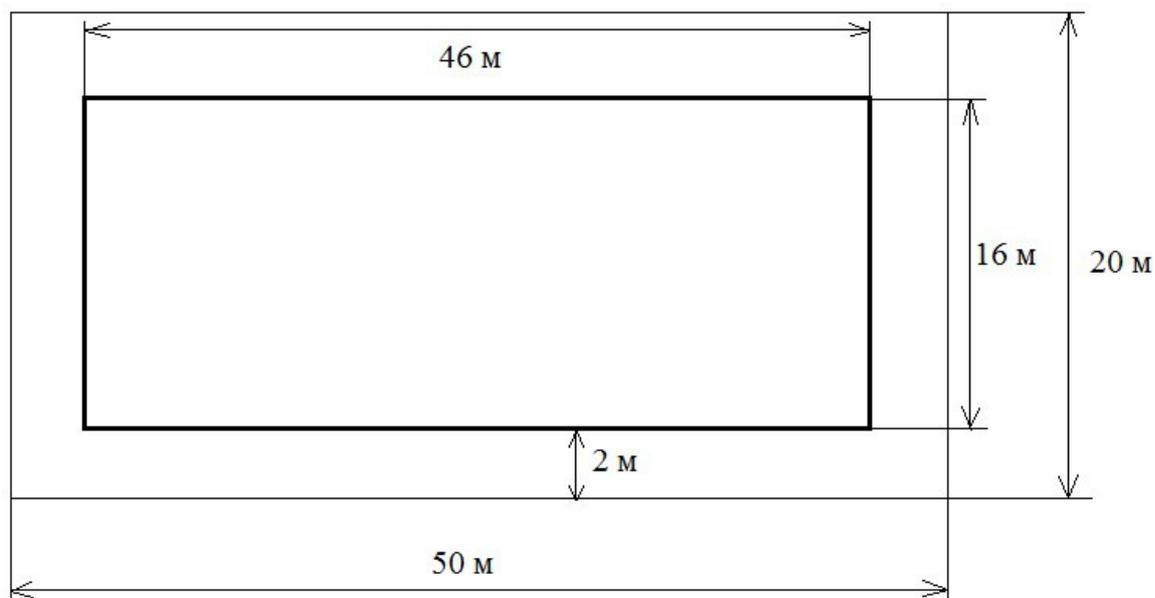


Рисунок 26 – Размеры заземляющего устройства

Площадь заземляющего устройства:

$$S = a \cdot b = 50 \cdot 20 = 1000 \text{ м}^2, \quad (177)$$

где a – длина ГРУ 10 кВ;

b – ширина ГРУ 10 кВ.

Определяем коэффициент β . Принимаем:

$$R_q = 1000 \text{ Ом};$$

$$R_c = 1,5 \cdot \rho_1;$$

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 50} = 0,93, \quad (178)$$

где R_q – сопротивление тела человека;

R_c – сопротивление растекания тока от ступней человека.

Коэффициент напряжения прикосновения для сложных заземлителей:

$$K_{II} = \frac{M \times \beta}{\left(\frac{l_b \times L_{\Gamma}}{a \times \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad 9) \quad (17)$$

где M – параметр, зависящий от отношения ρ_1/ρ_2 ;

l_b – длина вертикального заземлителя;

L_{Γ} – суммарная длина горизонтальных заземлителей;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

S – площадь заземляющего устройства.

Принимаем:

$$M = 0,62;$$

$$l_b = 5 \text{ м};$$

$$L_{\Gamma} = 140 \text{ м};$$

$$a = 2 \text{ м}.$$

$$K_{II} = \frac{0,62 \cdot 0,93}{\left(\frac{5 \cdot 140}{2 \cdot \sqrt{1000}} \right)^{0,45}} = 0,195$$

Определяем напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np, \text{дон}}}{K_n} = \frac{400}{0,195} = 2047 \text{ В} \quad (180)$$

Определим ток, стекающий с заземлителя при однофазном коротком замыкании:

$$I_3 = (0,4 \div 0,6) \cdot I_{ПО}^{(1)}, \quad (181)$$

$$I_3 = 0,5 \cdot 15650 = 6260 \text{ A}$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{2047}{6260} = 0,327 \text{ Ом} \quad (182)$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчётную квадратную модель.

$$\sqrt{S} = \sqrt{1000} = 31,6 \text{ м}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \times \sqrt{S}} - 1 = \frac{140}{2 \times 31,6} - 1 = 1,22; \quad (181)$$

Принимаем $m=2$ шт.

Определим длину полос в расчётной модели:

$$L'_{\Gamma} = 2 \times \sqrt{S} (m + 1) \approx 31,6 (2 + 1) = 189,6 \text{ м.} \quad (182)$$

Определим число вертикальных электродов по периметру:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \times \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \times 31,6}{2} = 64 \text{ шт.} \quad (183)$$

Найдем общую длину вертикальных электродов:

$$L_{\text{в}} = l_{\text{в}} \times n_{\text{в}} = 5 \times 64 = 320 \text{ м.} \quad (184)$$

Найдем относительную глубину:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{31,6} = 0,18; \quad (185)$$

где t – глубина укладки заземлителя, $t=0,7$.

Исходя из относительной глубины найдём коэффициент A :

$$A = 0,385 - 0,25 \times \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = 0,385 - 0,25 \times 0,18 = 0,34; \quad (186)$$

Из условий:

$$\rho_1 / \rho_2 = 2;$$

$$a/L_B = 0,4;$$

$$(h-t)/L_B = (0,825 - 0,7)/5 = 0,025;$$

по [17, табл 6] находим:

$$\rho_3 / \rho_2 = 1,02, \text{ тогда } \rho_3 = \rho_2 \cdot 1,02 = 25 \cdot 1,02 = 25,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Общее сопротивление заземлителя:

$$R_3 = A \times \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L'_Г + L_B} = 0,34 \times \frac{25,5}{31,6} + \frac{25,5}{189,6 + 320} = 0,324 \text{ Ом}. \quad (187)$$

Найдём напряжение прикосновения.

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{пр}} R_3 = 0,195 \times 6260 \times 0,324 = 396 \text{ В}. \quad (188)$$

Проверяем заземляющее устройство по условиям:

$$R_3 = 0,324 < R_{3, \text{доп}} = 0,327 \text{ Ом} \quad (189)$$

$$U_{\text{пр}} = 396 \text{ В} < U_{\text{пр, доп}} = 400 \text{ В} \quad (190)$$

Условия выполняются.

10 Исследование причин ускоренного износа щёточно-контактного устройства турбогенератора

Большинство турбогенераторов, эксплуатирующихся в энергетике страны, оснащены системами возбуждения с щёточно-контактными устройствами, от которых непосредственно зависит надёжность функционирования основного электроэнергетического оборудования. В то же время накопленный опыт эксплуатации данных узлов на действующих электростанциях указывает на периодически возникающие неполадки, которые в некоторых случаях приводят к вынужденным разгрузкам генераторов и даже аварийным остановкам.

Одна из таких ситуаций возникла на генераторе Красноярской ТЭЦ-2 Сибирской генерирующей компании в 2015 году. По предложению предприятия, в порядке научно-технического сотрудничества, было произведено исследование вероятных причин повышенного износа щёточного аппарата системы возбуждения генератора ТВФ-120-2.

Следует отметить, что определение причин износа контактных колец и щёток является сложной научно-технической задачей, находящейся в поле внимания промышленных предприятий-изготовителей оборудования, исследовательских учреждений и персонала электростанций.

Ряд известных исследований выявили множество причин повышенного износа указанных узлов, основными из которых являются такие как [18]:

1. Действие на контактные кольца искровых и дуговых разрядов, возникающих при механическом разрыве цепи тока щётки или нескольких щёток. Основными причинами разрыва цепи тока являются вибрация траверс и щёткодержателей, вибрация щёточно-контактного аппарата, биение колец и другие.

2. Повышенная температура в щёточно-контактном аппарате, вызывающая испарение влаги на контактных кольцах, из-за чего оксидный слой на рабочей поверхности контактных колец в местах нарушения не восстанавливается, либо вовсе не образуется. В результате возникает сухое трение, щётки "пылят", сопротивление скользящего слоя становится чрезмерно малым, а ток через некоторые щётки существенно большим.

3. Попадание турбинного масла в скользящий контакт. Оно впитывается щёткой, что опасно, если электрографит качественный. В противном случае масло, попав в микроскопические щели между телом щётки и конопаткой или трубкой токопровода растворяет не полностью "запечённый" электрографит, что приводит к росту сопротивления щётки.

При визуальном осмотре были выявлены протечки турбинного масла с подшипников генератора непосредственно рядом с контактными кольцами. Также обслуживающим персоналом обнаружено превышение допустимой температуры ротора (более 100° С при допустимых 90-95° С). Это позволяет рассматривать перечисленные выше причины как наиболее вероятные.

После изучения работы агрегата в условиях эксплуатации, совместно с персоналом электроцеха ТЭЦ-2 было принято предложение по исследованию контактных щёток системы возбуждения. В качестве объекта исследования были получены контактные щётки типа ЭГ-4, демонтированные с действующего генератора, на котором были обнаружены проблемы с

повышенным износом щёточно-контактного аппарата, а также с других однотипных машин ТЭЦ-2. Цель исследования заключалась в определении отклонений электрического сопротивления щёток, так как это позволит судить о степени равномерности загрузки по току каждой из параллельно включённых в устройстве щёток.

Для проведения серии измерений сопротивления щёток использован прибор типа Ф4104-М1, включаемый в цепь в режиме компенсации сопротивления соединительных проводников. Подключение измерительных зажимов проводилось в разных геометрических точках щёток с целью определения сопротивления как самих щёток, так и переходных значений в местах их развальцовки, а также общего сопротивления токоведущего провода и щётки.

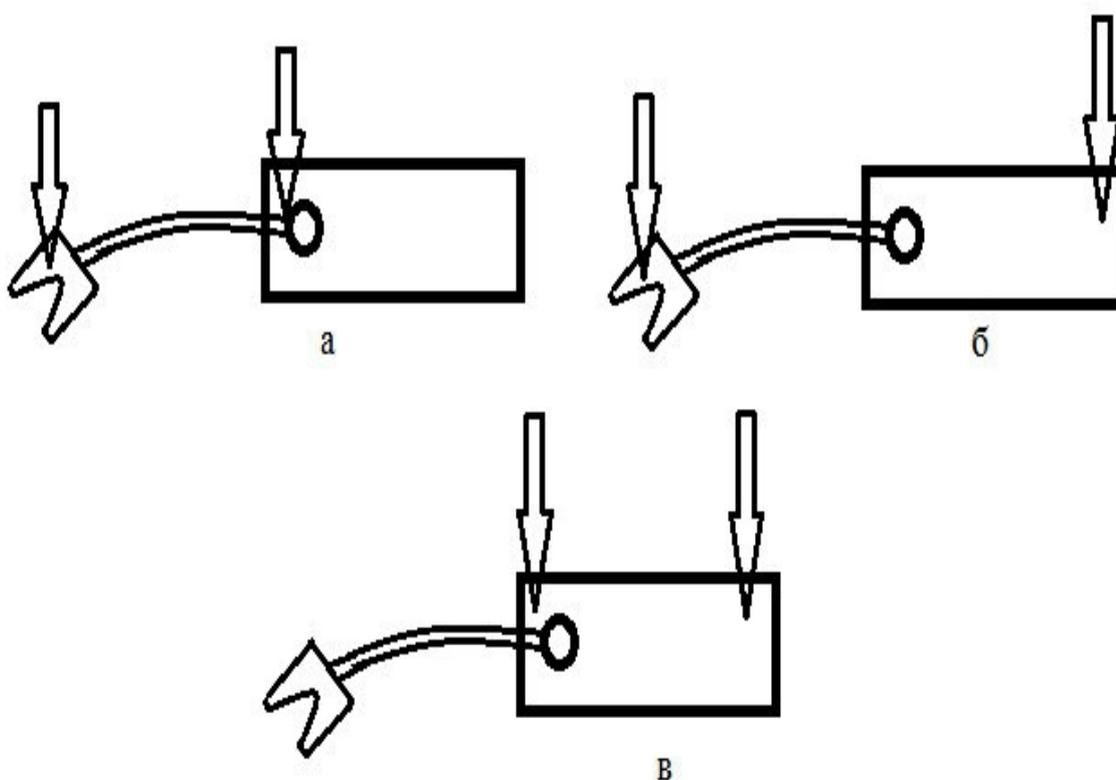


Рисунок 27 – Схема подключения измерительных зажимов: а – контакт - начало щётки, б – контакт - конец щётки, в – начало щётки - конец щётки

Результаты испытаний приведены в таблице № 30.

Таблица 30 – Результаты измерений

№ щётки	R, мОм		
	Положение "контакт - начало щётки"	Положение "контакт - конец щётки"	Положение "начало щётки - конец щётки"
1	1,13	1,23	0,96
2	0,72	1,12	0,87

3	0,84	1,22	1,00
4	0,74	0,95	0,54
5	1,10	1,17	0,69
6	1,07	1,21	1,00
7	1,00	1,00	0,49
8	0,67	1,25	1,70
9	1,25	1,22	1,50
10	1,20	1,45	0,81

Для дальнейшего анализа определим распределение токов по щёткам системы возбуждения. Для машин типа ТВФ-120-2 используется высокочастотная независимая система возбуждения с машинным возбудителем типа ВТД-490-3000УЗ переменного тока повышенной частоты. Ток возбуждения подается на обмотку ротора через отдельно стоящее выпрямительное устройство. Номинальный ток возбуждения $I_{в.ном}=1750$ А [6, табл. 2.1]. К каждому кольцу подводится по 30 щёток. Так как мы исследовали только 10 щёток, то будем использовать каждое сопротивление 3 раза. Распределение токов определим только для одного кольца. Расчётная схема приведена на рисунке 28. Так как все щётки включены параллельно, и все сопротивления различны, то найдём их суммарное сопротивление по формуле:

$$R_{общ} = \frac{1}{\sum_1^n 1/R_n}, \quad (191)$$

где n – номер щётки, $n=[1;30]$.

Найдём напряжение, приложенное к щёткам по формуле:

$$U = I_{в.ном} \times R. \quad (192)$$

Ток через каждую из 30 щёток определим по формуле:

$$I_n = \frac{U}{R_n}. \quad (193)$$

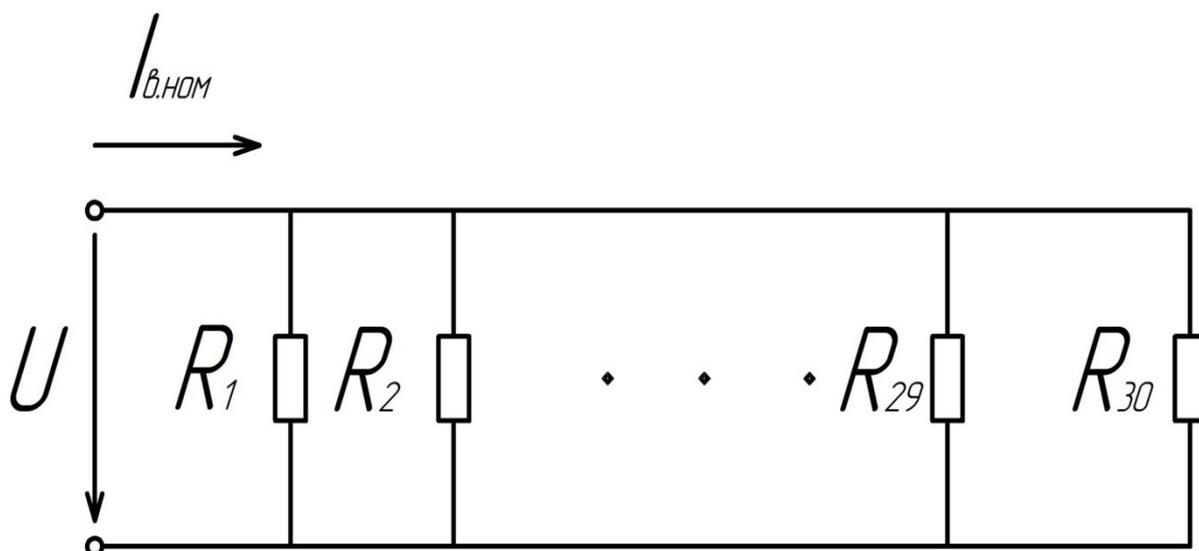


Рисунок 28 – Расчётная схема

Расчёт будем производить для результатов, полученных при измерении сопротивлений в положении "контакт-конец щётки". В связи с большим количеством щёток, расчёт произведём в программе Mathcad 15. Результаты расчёта сведём в таблицу 31.

Таблица 31 – Результаты расчёта

№ щётки	R, мОм	R _{общ} , мОм	U, мВ	I, А
1	1,23	0,039	68,25	55,49
2	1,12			60,94
3	1,22			55,94
4	0,95			71,84
5	1,17			58,33
6	1,21			56,40
7	1,00			68,25
8	1,25			54,60
9	1,22			55,94
10	1,45			47,09
11	1,23			55,49
12	1,12			60,94
13	1,22			55,94
14	0,95			71,84
15	1,17			58,33
16	1,21			56,40
17	1,00			68,25
18	1,25			54,60
19	1,22			55,94
20	1,45			47,09
21	1,23			55,49
22	1,12			60,94
23	1,22			55,94

24	0,95			71,84
25	1,17			58,33
26	1,21			56,40
27	1,00			68,25
28	1,25			54,60
29	1,22			55,94
30	1,45			47,09

Анализ результатов измерений показал, что большая часть щёток имеет значения сопротивлений в пределах установленных норм, предусмотренных инструкциями по эксплуатации и не превышают 1,25 мОм, однако некоторые образцы (№ 8, 9, 10) имеют параметры, выходящие за этот предел. Также из расчётов видно, что различие между наибольшим и наименьшим токами, протекающими через щётки, равняется 24,75 А, что может оказать существенное влияние на скорость износа щёток, а следовательно оказывать негативное влияние на работу системы возбуждения, а как следствие и генератора в целом.

Таким образом можно сделать вывод что в некоторых параллельных цепях щёточного узла общий ток возбуждения генератора распределяется неравномерно, что может приводить к их перегрузке и повышенному износу.

В связи с выше указанным может быть рекомендовано персоналу электроцеха более тщательно подбирать щётки при их подготовке для замены изношенных по параметрам сопротивления и повседневному наблюдению за их работой в соответствии с руководящими указаниями по эксплуатации щёточно-контактного устройства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была спроектирована электрическая часть ТЭЦ –340 МВт, было выбрано современное оборудование, слемы распределительных устройств, а также произведён расчёт заземляющего устройства ГРУ.

Также в качестве специального задания было произведено исследование причин повышенного износа щёточно-контактного устройства турбогенератора, в результате чего были сделаны выводы о наиболее вероятных причинах возникающих неполадок и предложены некоторые рекомендации, позволяющие уменьшить вероятность подобных неполадок в будущем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций ВНТП – 81 / Министерство энергетики и электрификации СССР – М: ЦНТИ Информэнерго, 1981 – 82с.
2. Правила устройства электроустановок шестое и седьмое издание (все действующие разделы) / Минэнерго России. – С.П.: издательство «Сибирское университетское издательство», 2010. – 465 с.
3. СТО 4.2 – 07 – 2014 Стандарт организации. Система менеджмента и качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Дата введ. 9.01.2014. – Красноярск: ФГАО ВПО «Сибирский Федеральный Университет», 2014-60 с.
4. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – Введ. 23.03.1998. – Москва: МЭИ, 1998.
5. РД 34.20.501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – Введ. 25.08.1995. – Москва.
6. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. Пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4 – е, перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. Возовик, В. П. Проектирование главной схемы электрических соединений электростанции: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию / В. П. Возовик, В. А. Тремясов. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 131 с.
8. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян, И. М. Шапиро. Изд. 4 – е, переработанное и дополненное, - М.: ЭНАС, 2006. – 376 с.
9. Номенклатурный каталог ООО «Тольятинский трансформатор». – Тольяти: 2013. – 54 с.
10. Номенклатурный каталог ОАО холдинговая компания «Электростанция». – Москва: 2015. – 342 с.
11. Энергетика, оборудование, документация [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <http://forca.ru/>
12. Электротехническое оборудование, ООО «Курс» [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <http://www.zaokurs.ru/>
13. Бобров, А.Э. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб. пособие / А. Э. Бобров, А. М. Дяков, В. Б. Зорин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 127 с.
14. Гук, Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов/Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1985. – 312 с., ил.
15. Официальный сайт компании «ВНИИР». URL: <http://vniir.ru/>

16. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. Проф. Образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – Изд.2 – е, -М.: Издательский центр «Академия», 2005 – 448 с.

17. Заземляющие устройства в установках высокого напряжения, Санкт-Петербургский энергетический техникум [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <http://www.spbet.narod.ru/studies/oborud4.htm>

18. Самородов Ю.Н. Парадоксальные свойства скользящего контакта в ЩКА. - М.: НТФ «Энергопрогресс», 2013. - 56 с.

19. ГОСТ Р 52157-2003 Щетки электрических машин. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2004.

20. ГОСТ 12232-89 Щётки электрических машин. Размеры и методы определения переходного сопротивления между щёткой и токоведущим проводом и определения усилия вырывания токоведущего провода. – Введ. 01.01.1990.

21. РД 153-34.0-45.510-98 Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щёточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше. – Введ. 01.07.2000 – М.: Изд. СПО ОРГРЭС, 2000.

22. Тремясов, В. А. Проектирование электрических станций: учеб. пособие / В. А. Тремясов. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2009. – 286 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты расчётов токов КЗ на ЭВМ

Трёхфазное к.з. в узле К-1. Переходное сопротивление: R= .0000 X= .0000

Граничные узлы	Величина	Симметричные составляющие			Фазные токи		
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"
2 6	КА	.523	.000	.000	.523	.523	.523
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
3 6	КА	.127	.000	.000	.127	.127	.127
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
4 6	КА	.127	.000	.000	.127	.127	.127
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
6 7	КА	.126	.000	.000	.126	.126	.126
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
6 7	КА	.126	.000	.000	.126	.126	.126
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
6 7	КА	.126	.000	.000	.126	.126	.126
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
6 7	КА	.126	.000	.000	.126	.126	.126
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
6 7	КА	.126	.000	.000	.126	.126	.126
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
6 7	КА	.126	.000	.000	.126	.126	.126
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
Ток к.з.	КА	1.660	.000	.000	1.660	1.660	1.660
	град	(-90.00)	(.00)	(.00)	(-90.00)	(150.00)	(30.00)

Сопротивления относительно точки к.з.
 Z1: .0000+j .3608 Z0: .0000+j .0000

Трёхфазное к.з. в точке К-2. Переходное сопротивление: R= .0000 X= .0000

Граничные узлы	Величина	Симметричные составляющие			Фазные токи		
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"
0 5	КА	.148	.000	.000	.148	.148	.148
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
3 5	КА	.476	.000	.000	.476	.476	.476
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
4 5	КА	.476	.000	.000	.476	.476	.476
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
Ток к.з.	КА	1.100	.000	.000	1.100	1.100	1.100
	град	(-90.00)	(.00)	(.00)	(-90.00)	(150.00)	(30.00)

Сопротивления относительно точки к.з.
 Z1: .0000+j .5210 Z0: .0000+j .0000

Трехфазное к.з. в точке К-3 (К-4). Переходное сопротивление: R= .0000 X= .0000

Граничные узлы	Величина	Симметричные составляющие			Фазные токи		
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"
0 1	КА	.240	.000	.000	.240	.240	.240
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
0 1	КА	.240	.000	.000	.240	.240	.240
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
0 1	КА	.150	.000	.000	.150	.150	.150
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
1 3	КА	.219	.000	.000	.219	.219	.219
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
1 4	КА	.219	.000	.000	.219	.219	.219
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
Ток к.з.	КА	1.068	.000	.000	1.068	1.068	1.068
	град	(-90.00)	(.00)	(.00)	(-90.00)	(150.00)	(30.00)

Сопротивления относительно точки к.з.

Z1: .0000+j .5402 Z0: .0000+j .0000

Трехфазное к.з. в точке К-5. Переходное сопротивление: R= .0000 X= .0000

Граничные узлы	Величина	Симметричные составляющие			Фазные токи		
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"
0 2	КА	.807	.000	.000	.807	.807	.807
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
2 6	КА	.641	.000	.000	.641	.641	.641
	град	(90.00)	(.00)	(.00)	(90.00)	(-30.00)	(-150.00)
Ток к.з.	КА	1.448	.000	.000	1.448	1.448	1.448
	град	(-90.00)	(.00)	(.00)	(-90.00)	(150.00)	(30.00)

Сопротивления относительно точки к.з.

Z1: .0000+j .4137 Z0: .0000+j .0000

110кВ

35кВ

10кВ

ОПН-ПК-Х/Х-10-7604X/11

GL107X

PP3-35/2000 У3

ТФЗМ-35Б-И-У1

ЗНОЛ-35

2xТДТН/110

ТДНС-10000/10

ОПН-КР/ТЕЛ-10/10.5

HECS-100R

РВР-20/8000М У3

ЗНОЛ-10

РБДГ-10-4000-0,18 У3

РБГ-10-630-0,25 У3

ТЭНЕ-10/5500-375 У1

ТЭНЕ-20-1600-560 УХ/11

РТСТСГ 10-2x630-0,25 У3

ТШЛ-10-У3

ВВВ-М-10-315/630

ТОЛ-СВ-1/10-1

2xТВФ-60-2Е-У3

СФУ ПИ ВКР-13.03.02-071202165

Главная схема
электрических соединений

ТЭЦ-340 МВт

Лист 98 / Листов 100

ПМ СФУ Кафедра "ЭС и ЭЭС"

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лист	Масса	Масштаб
					98		δ/м
Разраб.	Шильников С.П.						
Проб.	Возодик В.П.						
Т.контр.							
Инж.контр.	Возодик В.П.						
Утв.	Кобаленко И.В.						