

Министерство образование и науки Кыргызской Республики
Кыргызский Государственный Технический Университет
Энергетический институт
Кафедра ТОЭ

Курсовой проект

прев. Мамбетова

по дисциплине Цифровые системы проектирования электрических станций и
подстанций

Тема: Цифровые системы проектирования электрической части
ГЭС-80МВт

20
Мамбетова
Зарина
Талантбековна

Выполнил студент группы: ЭЭ-6-22

Турунбекова Зарина Талантбековна

Приняла: старший преподаватель кафедры ТОЭ:

Мамбетова Кульнар Медербековна

Бишкек 2024

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине «Цифровые системы проектирования электрических станций и подстанций»

Вариант 2

Электрическая часть ГЭС - 80 МВт

1. Генераторы ГЭС: число генераторов $n = 4$; Единичная мощность генератора $P_{\text{ном}} = 20 \text{ МВт}$; $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$; $\cos \varphi = 0,8$; $x_d = 0,22$.
2. Система: $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$; Связь с системой по двум линиям длиной $l = 50 \text{ км}$; $P_{\text{ав.рез}} = 40 \text{ МВт}$; Мощность короткого замыкания на шинах системы $S_{\text{к.з.}} = 5000$

График выработки мощности ГЭС

часы	0 - 8	8 - 12	12 - 14	14 - 20	20 - 24
P, % лето	100	100	100	100	100
P, % зима	50	80	50	80	50

Выдал задание преподаватель _____

Принял задание студент гр. _____

Утверждено на заседании кафедры: протоколом № _____ от _____

Зав. кафедры _____

Асанова С.М.

На станции установлены гидрогенераторы типа СВ-556/125-40 мощностью 20 МВт, $U_{\text{ном}}=10,5\text{кВ}$, $\cos\varphi_{\text{ном}}=0,8$; $x_d'' = 0,22$

Проверка возможности применения укрупненных блоков:

По формуле $n \cdot P_{\text{номГ}} \leq P_{\text{ав.рез.}}$ получаем $2 \cdot 20 = 40 \leq 50\text{МВт}$, т.е. можно применять укрупненные блоки с подключением двух генераторов к одному повышающему трансформатору.

Выбор структурной схемы ГЭС

Расход мощности на собственные нужды ГЭС в технико – экономическом расчете не учитываем в виду его незначительности.

На рис.1 показаны графики выработки ГЭС и графики выработки одного генератора.

На рис.2 приведены структурные схемы ГЭС вариант 1 и вариант 2

Выбор мощности трансформаторов

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{2 \cdot P_{\text{Гном}}}{\cos\varphi_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 20}{0,8} = 50\text{МВА},$$

Вариант 1

Выбираем трансформатор типа ТДЦ – 80 000/110/10,5;

$P_{\text{КВ-Н}}=310\text{ кВт}$; $P_{\text{Х}}=80\text{кВт}$; $U_{\text{К}}=11\%$;

Цена: 115000 т. сом.

Вариант 2

Выбираем трансформатор типа ТРДН – 630000/110/10,5-10,5

$P_{\text{Х}}=50\text{ кВт}$; $P_{\text{КВ-Н}}=245\text{ кВт}$; $U_{\text{КВН}}=10,5\%$; $U_{\text{КВС}}=10,5\%$; $U_{\text{КСН}}=30\%$;

Цена: 110000 т. сом.

Расчет годовых потерь энергии в трансформаторах.

Вариант №1

Годовые потери энергии в трансформаторах.

$$\Delta E_{\text{ст}} = n \cdot P_{\text{Х}} \cdot 8760 = 2 \cdot 80 \cdot 8760 = 1401,6 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\nabla E_{\text{М}} = P_{\text{КЭ}} \left[\sum \frac{P^2 z_i}{S^2_{\text{ном}} \cdot \cos^2 \varphi} \cdot t_{ij} \cdot m_z + \sum \frac{P^2 l_i}{S^2_{\text{ном}} \cdot \cos^2 \varphi} \cdot t_{ij} \cdot m_z \right]$$

$$\Delta E_{\text{МВ}} = \frac{310}{2 \cdot 80^2 \cdot 0,8^2} \left[(40^2 \cdot 24) \cdot 200 + (20^2 \cdot 14 + 32^2 \cdot 10) \cdot 165 \right]$$

$$= 3895,3 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Вариант №2

Годовые потери в трансформаторах

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ст}} = n \cdot P_{\text{х}} \cdot 8760 = 2 \cdot 50 \cdot 8760 = 876 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\nabla \mathcal{E}_{\text{м}} = P_{\text{кз}} \left[\sum \frac{P_{\text{зи}}^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot t_{\text{ij}} \cdot m_{\text{з}} + \sum \frac{P_{\text{ли}}^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot t_{\text{ij}} \cdot m_{\text{л}} \right]$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{мв}} = \frac{245}{2 \cdot 63^2 \cdot 0,8^2} \left[(40^2 \cdot 24) \cdot 200 + (20^2 \cdot 14 + 32^2 \cdot 10^2) \cdot 165 \right]$$

$$= 628,11 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Технико-экономические сравнения вариантов

а) Расчет капитальных затрат сводим в таблицу №1

Таблица №1

Оборудование	Стоимость единицы, тыс. сом	вариант 1		вариант 2	
		Кол-во шт.	Стоимость общая, тыс. сом	Кол-во шт	Стоимость единицы, тыс. сом
ТДЦ- 80 000/110	115000	2	230000		
ТРДН- 63 000/110	110000	-	-	2	220000
Итого:			230000		220000

б) Годовые издержки производства

Вариант №1

Ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание оборудования:

$$U_{\text{ал}} = ((P_{\text{а}} + P_{\text{об}})/100) \cdot K_1 = ((6,4 + 2,0)/100) \cdot K_1 =$$

$$(6,4 + 2)/100 \cdot 230000 \cdot 10^3 = 19320 \text{ т. сом}$$

Стоимость потерь энергии:

$$U_{\text{пот}} = C_0 \cdot (\Delta \mathcal{E}_{\text{м}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{ст}}) = 0,4 \cdot (3895,3 + 1401,6) \cdot 10^3 = 2118,76 \cdot 10^3 \text{ сом}$$

где $C_0 = 0,4 \text{ сом/кВт} \cdot \text{ч}$

Вариант №2

$$U_{a2} = ((P_a + P_{об})/100) \cdot K_1 = ((6,4 + 2,0)/100) \cdot K_1 =$$

$$(6,4 + 2)/100 \cdot 220000 \cdot 10^3 = 18480 \cdot 10^3 \text{ сом}$$

Стоимость потерь энергии:

$$U_{пот} = C_o \cdot (\Delta \mathcal{E}_m + \Delta \mathcal{E}_{ст}) = 0,4 \cdot (628,11 + 876) \cdot 10^3 = 601,64 \cdot 10^3 \text{ сом}$$

где $C_o = 0,4 \text{ сом/кВт} \cdot \text{ч}$

в) Расчет ущерба от ненадежности структурной схемы ГЭС.

Определим ущерб от ненадежности структурной схемы ГЭС. При выборе структурной схемы ГЭС расчет надежности производится только для трансформаторных блоков. На этом этапе проектирование принимают, что схемы РУ во всех вариантах одинаковы. Так как число элементов структурной схемы мало, то таблицу расчетных связей можно не составлять. Расчетные показатели надежности элементов схемы ГЭС сведены в таблицу 2.

Табл. 2

Элементы	ω ; 1/год	T_b ; ч	μ ; 1/год	T_p ; ч
Гидрогенераторы	0,5	70	0,25	200
Трансформатор с ВН – 110 кВ	0,025	60	1,0	30

Вероятность ремонтных режимов гидрогенераторов:

$$q_{p.r} = (\omega \cdot T_b \cdot \mu \cdot T_p) / 8760 = (0,5 \cdot 70 \cdot 0,25 \cdot 200) / 8760 = 0,01$$

Определим среднегодовой недоотпуск электроэнергии из-за отказов трансформаторов (режим аварийного отключения трансформатора) с ВН 110кВ:

в варианте №1

$$\Delta \Xi_1 = P_{\text{ном}} * (T_{\text{уст}}/8760) * \omega_T * (1 - q_{\text{п.г}}) * T_{\text{в}} = 2 * 20 * 10^3 * 0,025 * 60 * (1 - 0,01) * 7803/8760 = 52,91 * 10^3 \text{ кВт*ч},$$

$$\text{где } T_{\text{уст}} = ((80 * 24) * 200 + (40 * 14 + 64 * 14) * 165) / 80 = 7803 \text{ ч.}$$

в варианте №2

$$\Delta \Xi_2 = 2 * P_{\text{ном}} * T_{\text{уст}} / 8760 * \omega_T * (1 - q_{\text{п.г}}) * T_{\text{в}} = 2 * 20 * 10^3 * 0,025 * 60 * (1 - 0,01) * 7803/8760 = 52,91 * 10^3 \text{ кВт*ч}$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии составит:

В варианте №1 и №2:

$$Y_1 = Y_0 * \Delta \Xi_1 = 2 * 52,91 * 10^3 = 105,82 \text{ т. сом}$$

$$\text{где } Y_0 = 2 \text{ сом/кВт*ч - удельный ущерб.}$$

Расчетные затраты:

- В варианте 1:

$$Z_1 = P_{\text{н}} * K_1 + I_{\text{ал}} + I_{\text{пот1}} + Y_1 = 0,15 * 230000 * 10^3 + 2118,76 * 10^3 + 19320 * 10^3 = 55938,76 \text{ т. сом}$$

- В варианте 2:

$$Z_2 = 0,15 * 220000 * 10^3 + 601,64 * 10^3 + 18480 * 10^3 = 52081,64 \text{ т. сом.}$$

Разница в затратах

$$\nabla Z = (55938,76 - 52081,64) * 100 / 52081,64 = 7\%$$

	К, т. сом	И _а , т. сом	И _{пот} , т. сом	З, т. сом	ΔЗ, %
Вариант 1:	6000	504	607,15	1831,2	-
Вариант 2:	10760	903,8	627,1	2822,1	7

Выбираем более экономичный вариант №1

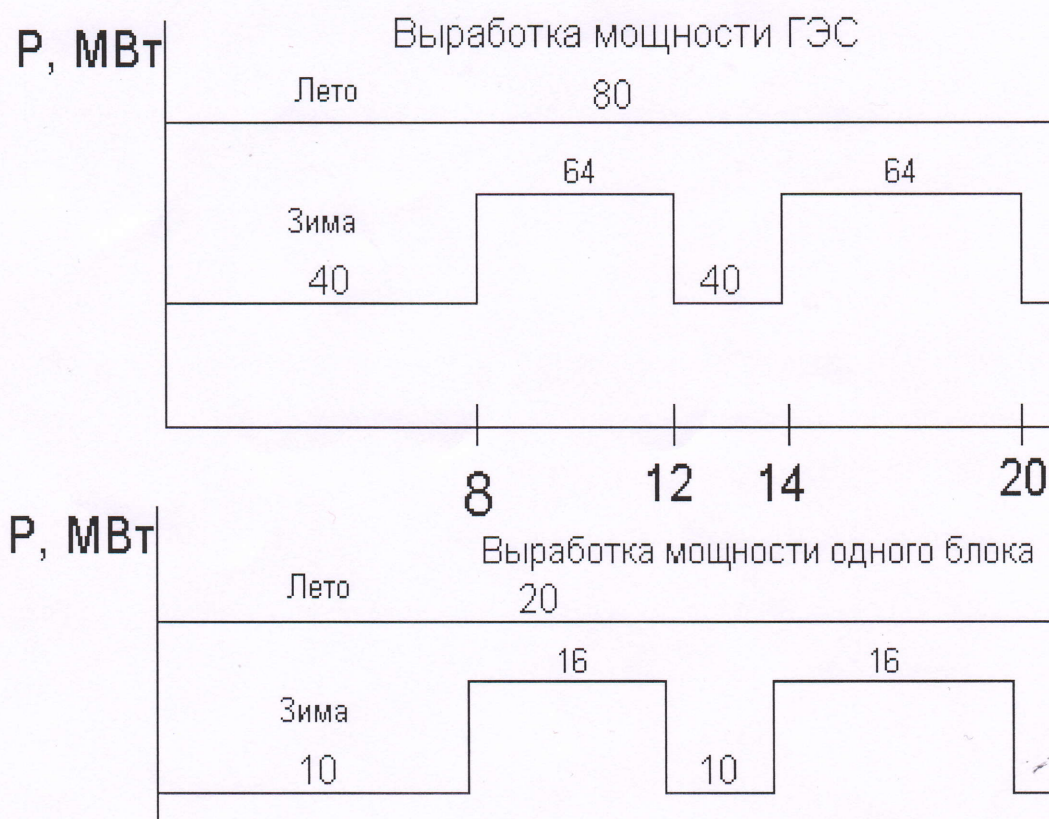


Рис.1. Графики выработки мощности ГЭС и одного блока.

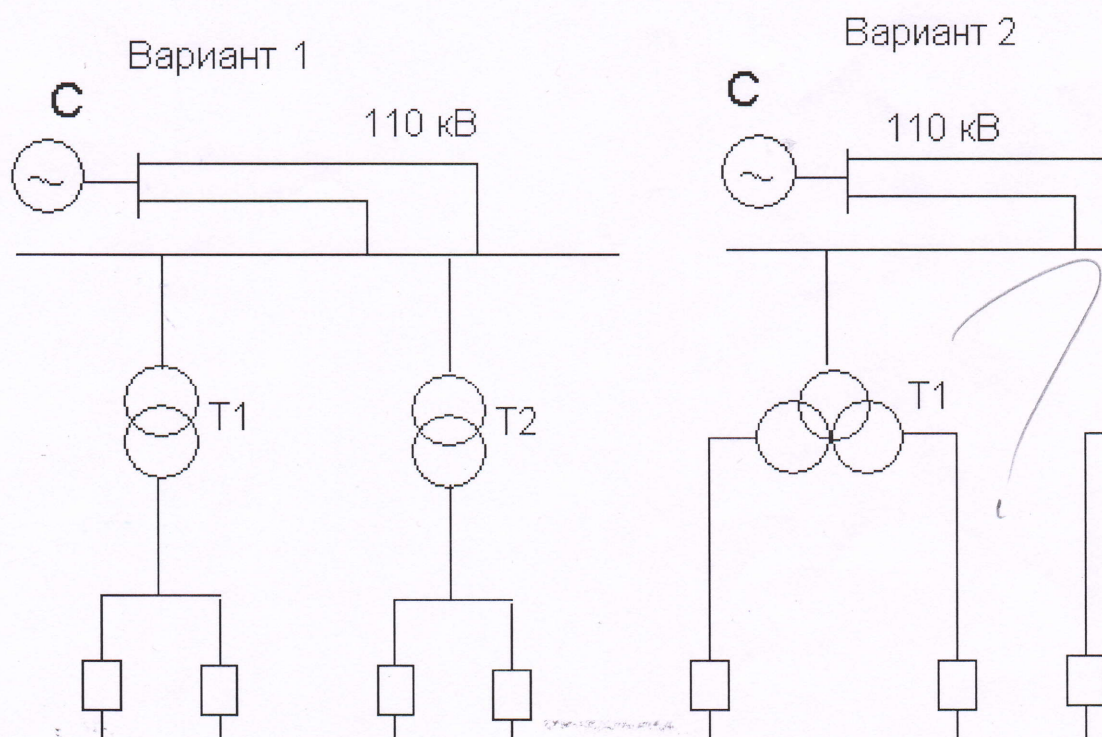


Рис.2. Варианты структурных схем ГЭС – 80 МВт.

Нормы технологического проектирования гидроэлектростанций рекомендует для РУ повышенных напряжений ГЭС в зависимости от числа присоединений выбирать следующие схемы: блока генератор трансформатор-линия; мостика; треугольника; многоугольника (не более 6ти); с двумя системами шин и с тремя выключателями и на 2 цепи (полупортанная схема); с двумя системами и с четырьмя выключателями на 3 цепи (схема 4/3); схема с двумя системами сборных шин и с обходной системой шин.

В РУ-110кВ проектируемой ГЭС всего 4 присоединения. Выбираем схему- мостик;

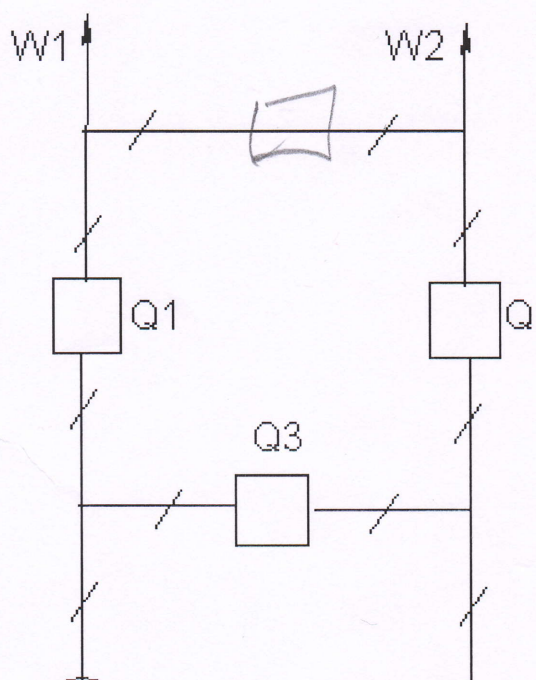


Рис.1. схема «мостик» ОРУ – 110 кВ

Квадрат

Технологический процесс получения электроэнергии на ГЭС значительно проще, чем на ТЭС, а поэтому требует значительно меньшего числа механизмов с.н.

Потребители с.н. ГЭС делится на ответственные и неответственные, агрегатные и общестанционные.

К ответственным относятся электроприемники, нарушение работы, которых может привести к повреждению или отключению гидроагрегатов, снижению выработки электроэнергии, разрушению гидротехнических сооружений и т.п. Такими электроприемниками являются: техническое водоснабжение (водяная смазка турбинных подшипников, маслоохладители подпятников и подшипников агрегатов, воздухоохладители генераторов), маслоохладители трансформаторов, вспомогательные устройства систем возбуждения, маслонапорные установки (МНУ), аварийное освещение, система пожаротушения, механизмы закрытия дроссельных затворов напорных трубопроводов. К ответственным потребителям относятся также потребители 1-ой категории пристанционного поселка или местной электрической сети, если их питание осуществляется от сети с.н. Для ГЭС характерны: относительная стабильность потребителей с.н. как правило, незначительная мощность электродвигателей, отсутствие электродвигателей, постоянного тока и двухскоростных электродвигателей.

Агрегатные с.н. (маслонасосы МНУ, насосы откачки воды с крышки турбины, охлаждения главных трансформаторов и др.) получают питание на напряжении 380/220 В.

Общестанционные с.н. (насосы технического водоснабжения, насосы откачки воды из отсасывающих труб, дренажные и пожарные насосы, отопление, подъемные механизмы и т.д.) могут питаться на напряжениях 6 и 0,4 кВ.

					Электрическая часть ГЭС-80 МВт	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

На проектируемой ГЭС применяем схему с общим питанием агрегатных и общестанционных собственных нужд (рис 1) через ТСН 1 и ТСН 2 мощностью

$$S_{ном} \geq \frac{\%C.H.}{100} \cdot \frac{P_{ГЭС}}{\cos \phi K_{\Pi}} = \frac{2,5}{100} \cdot \frac{80}{0,8 \cdot 1,4} = 1,79 \text{ МВА},$$

где $K_{\Pi}=1,4$ -допустимая краткость аварийной перегрузки трансформаторов

Выбираем ТМН-4000 /10,5/ 6,3; $U_K = 7,5\%$, стоимость 1720 т.сом

Мощность агрегатных ТСН:

$$S_{ном} \geq \frac{\%C.H.}{100} \cdot \frac{P_{ГЭС}}{\cos \phi K_{\Pi}} = \frac{2,5}{100} \cdot \frac{80}{4 \cdot 0,8} = 0,9375 \text{ МВА}, U_K=7,5\%, \text{ стоимость } 336 \text{ т.сом}$$

Выбираем сухие трансформаторы:

ТСЗС – 1600/6,3/0,4

Мощность резервных ТСН: ТСН7 и ТСН8 также 1600 кВА.

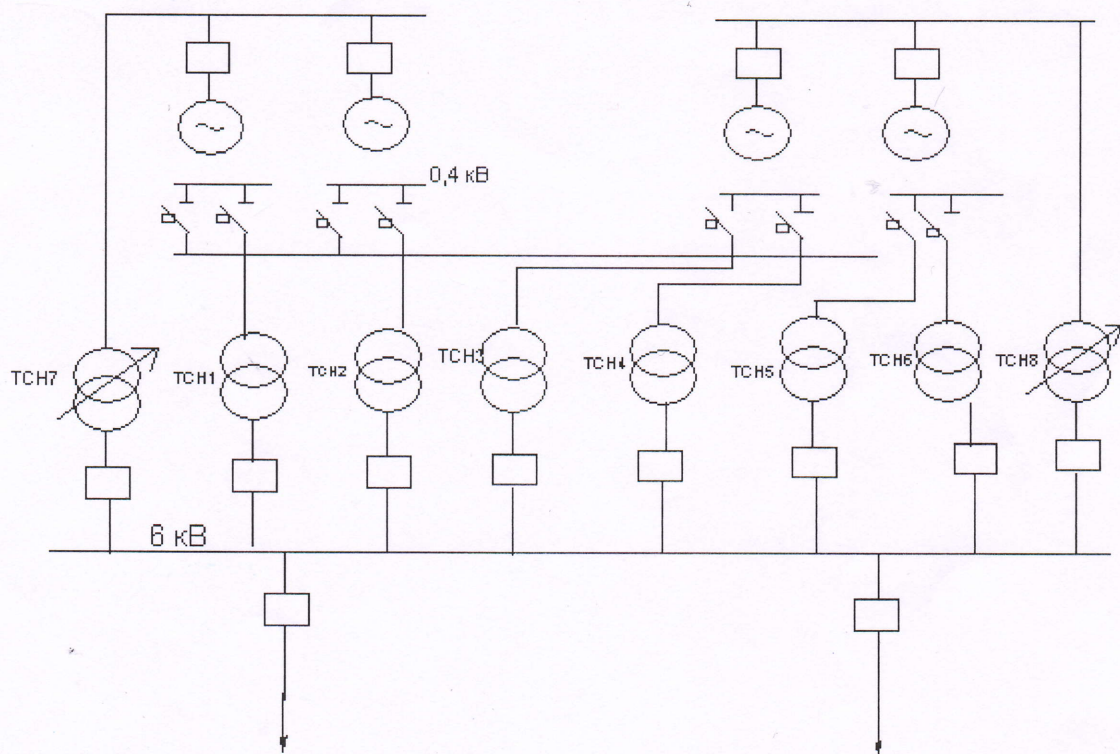


Рис.1. Схема собственных нужд ГЭС – 80 МВт.

Расчетная схема сети

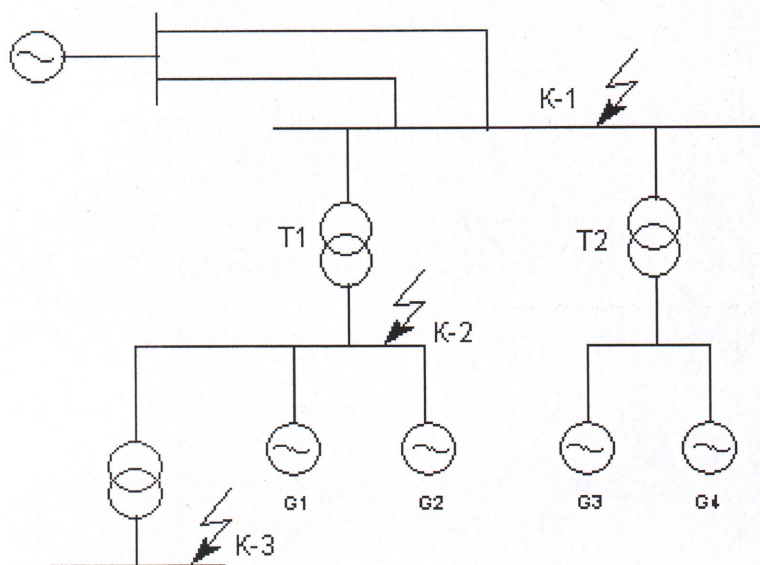


Рис.1. Расчетная схема сети.

Расчет токов КЗ проводим в относительных единицах методом приближенного приведения. Примем $S_6 = 1000$ МВА и определим параметры элементов схемы замещения:

- система: $X_1 = \frac{S_6}{S_{КЗ}} = \frac{1000}{2500} = 0,4$
- ЛЭП 110 кВ: $X_2 = \frac{1}{2} X_0 l \frac{S_6}{M_{cp}^2} = \frac{1}{2} 0,4 \cdot 50 \frac{1000}{110^2} = 0,826$
- трансформаторы: $X_{T1} = \frac{U_k}{100} \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \frac{1000}{80} = 1,373$

$$TCH : X_{T.CH} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18,75$$

$$\text{генераторы: } X_{Г1} = X_{Г2} = X_{Г3} = X_{Г4} = X_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} = 0,22 \cdot \frac{1000}{25} = 8,8$$

Схема замещения для расчета токов КЗ

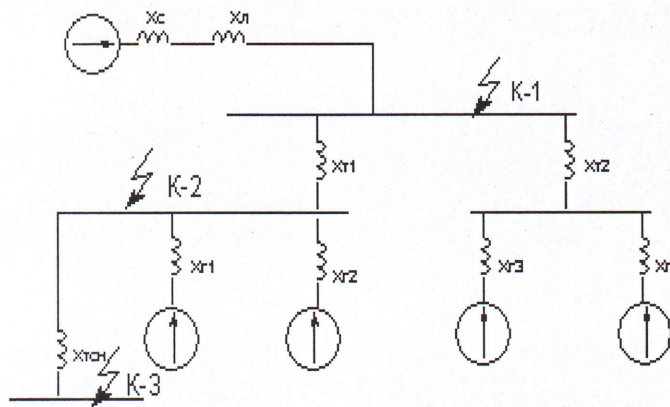


Рис.2. Схема замещения расчетной схемы

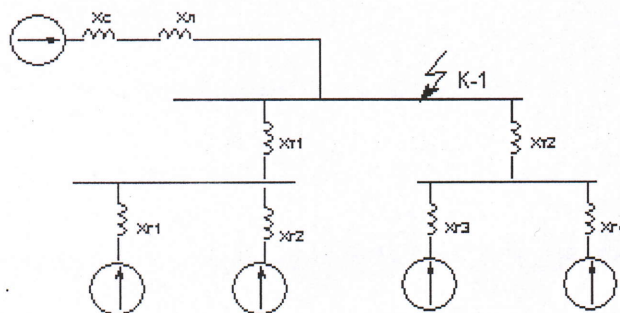
Находим базисный ток для каждой точки КЗ:

$$I_{бI} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бI}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

$$I_{бII} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бII}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 56,22 \text{ кА}$$

$$I_{бIII} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бIII}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 93,37 \text{ кА}$$

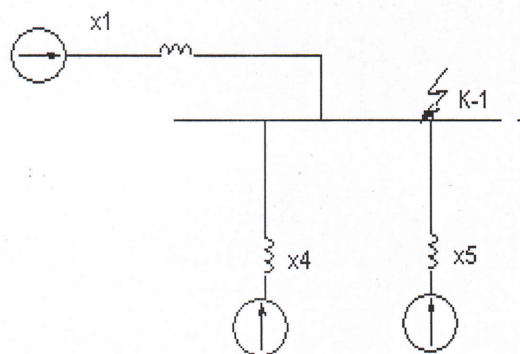
Расчет токов КЗ в точке К – 1



$$X_1 = X_c + X_{л1} = 0,4 + 0,826 = 1,226$$

$$X_2 = X_3 = \chi_{Г1} // \chi_{Г2} = \frac{8,8}{2} = 4,4$$

$$X_4 = X_5 = X_2 + X_{Т1} = 4,4 + 1,375 = 5,775$$



Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

-от системы: $I_{n,0} = \frac{U_c}{X_1} I_{\phi I} = \frac{1}{1,226} 5,02 = 4,1 \text{ кА};$

-от Г1, 2: $I_{n,0} = \frac{E''}{X_4} I_{\phi, I} = \frac{1,13}{5,775} 5,02 = 0,98 \text{ кА}$

-от Г3, 4: $I_{n,0} = \frac{E''}{X_2} I_{\phi, I} = \frac{1}{5,775} 5,02 = 0,87 \text{ кА}$

суммарное значение $I_{n,0\Sigma} = 4,1 + 0,98 + 0,87 = 5,95 \text{ кА}$

Ударные токи КЗ:

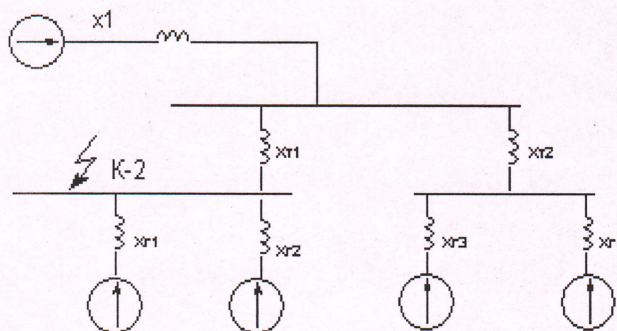
-от система: $i_{y1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} K_y = \sqrt{2} \cdot 4,1 \cdot 1,1717 = 9,86 \text{ кА}$

-от Г1, 2: $i_{y2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 0,98 \cdot 1,965 = 2,7 \text{ кА}$

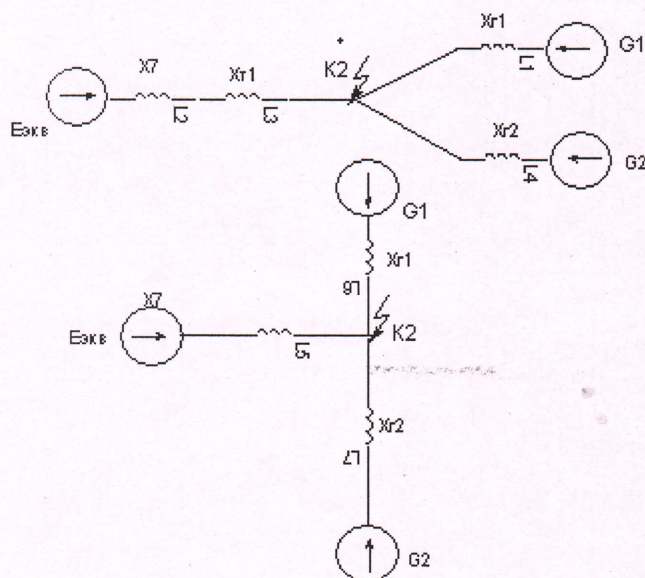
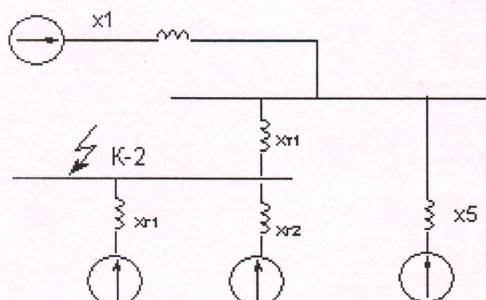
-от Г3, 4: $i_{y3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 0,87 \cdot 1,965 = 2,4 \text{ кА}$

Суммарные ударные токи КЗ: $i_y = 9,86 + 2,7 + 2,4 = 14,96 \text{ кА}$

Расчет токов КЗ в точке К-2 ($U_{611} = 10,5 \text{ кВ}$)



Упростим схему замещения:



$$\chi_6 = \frac{\chi_1 \cdot \chi}{\chi_1 + \chi} = \frac{1,226 \cdot 5,775}{1,226 + 5,775} = 1,011$$

$$E_{экв} = \frac{E_c \cdot \chi_5 + E_{Г3,4} \cdot \chi_1}{\chi_5 + \chi_1} = \frac{1 \cdot 5,775 + 1,13 \cdot 1,226}{1,226 + 5,775} = 1,022$$

$$\chi_7 = \chi_6 + \chi_{T1} = 1,011 + 8,8 = 9,811$$

Начальное значение периодический составляющий тока КЗ:

$$\text{-от системы: } I_{n,0} = \frac{E_{экв}}{\chi_7} \cdot I_6 = \frac{1}{9,811} \cdot 54,98 = 5,6 \text{ кА}$$

$$\text{-от Г1, 2: } I_{n,02} = \frac{1,13}{9,811} \cdot 54,98 = 6,33 \text{ кА}$$

$$\text{-ток от внешних источников (С и Г3): } I_{n,0вн} = 5,6 + 6,33 = 11,93 \text{ кА}$$

Ударные токи КЗ:

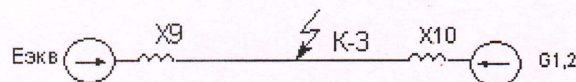
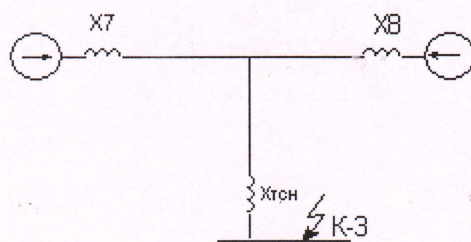
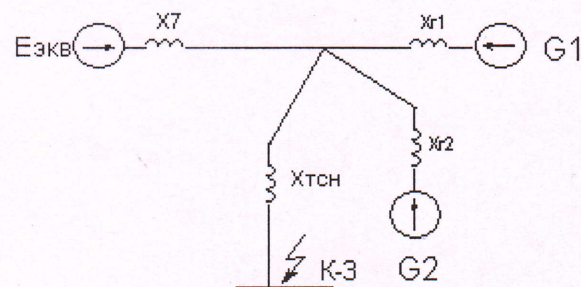
$$\text{-от системы: } i_y = \sqrt{2} \cdot 5,6 \cdot 1,85 = 14,5 \text{ кА}$$

$$\text{-от генераторов Г1 и Г2: } i_y = \sqrt{2} \cdot 6,33 \cdot 1,965 = 17,41 \text{ кА}$$

$$\text{-от внешних источников (С и Г3): } i_{y\Sigma} = 14,5 + 17,41 = 31,91 \text{ кА}$$

Расчет токов КЗ в точке К-3 ($U_{6III} = 6,3 \text{ кВ}$)

Упростим схему



$$\chi_8 = \chi_{Г1} / 2 = 8,8 / 2 = 4,4$$

$$\chi_9 = \chi_7 + \chi_{TCH} + \frac{\chi_7 \cdot \chi_{TCH}}{\chi_8} = 9,811 + 18,75 + \frac{9,811 \cdot 18,75}{4,4} = 70,39$$

$$\chi_{10} = \chi_8 + \chi_{TCH} + \frac{\chi_8 \cdot \chi_{TCH}}{\chi_7} = 4,4 + 18,75 + \frac{4,4 \cdot 18,75}{9,811} = 31,56$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$\text{-от системы: } I_{n,0c} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_9} I_{\text{бл}} = \frac{1}{70,39} \cdot 93,37 = 1,3 \text{ кА};$$

$$\text{-от Г1, Г2: } I_{n,02Г} = \frac{E_{\Gamma}}{X_{10}} I_{\text{бл}} = \frac{1,023}{31,56} \cdot 93,37 = 3,03 \text{ кА};;$$

Суммарные токи КЗ: $\Sigma I_{n,0} = 1,3 + 3,03 = 4,33 \text{ кА};$

Ударные токи КЗ

$$\text{от системы: } i_{yc} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,95 = 3,55 \text{ кА}$$

$$\text{-от Г1, Г2: } i_{yc} = \sqrt{2} \cdot 3,03 \cdot 1,95 = 8,27 \text{ кА}$$

Суммарные ударные токи КЗ:

$$i_{y\text{св}} = 3,55 + 8,27 = 11,82 \text{ кА}$$

Выключатели выбирают:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по длительному току : $I_{max} \leq I_{ном}$;
- по отключающей способности.

на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{н\tau} \leq I_{отк.ном} ;$$

на отключение аperiodической составляющей по условию:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \beta_n ;$$

где β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе.

Если условие $i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}$ не соблюдается, то допустимо проверить выключатель по полному току КЗ

$$(\sqrt{2} \cdot I_{н.\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_k) ;$$

- по выключательной способности:

$$I_{н.о} \leq I_{вкл} ;$$

- на электродинамическую стойкость при КЗ:

$$i_y \leq i_{доп} ;$$

- на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T ;$$

где I_T и t_T – ток и время термической стойкости (по каталогу).

Разъединители выбирают по напряжению установки, длительному току и проверяют на электродинамическую и термическую стойкость при КЗ.

Выбор выключателя в цепи генератора

Номинальный ток генератора:

$$I_{ном} = \frac{S_{Г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1400 \text{ А}$$

Наибольший ток в цепи генератора:

$$I_{max} = \frac{S_{Г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 1474,27 \text{ А}$$

Выбираем элегазовый выключатель типа VF.

Каталожные данные выключателя типа VF	Значения параметров
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	40
Нормированное содержание апериодической составляющей, %	40
Ток электродинамической стойкости, кА	110
Термическая стойкость, кА/с	43,3
Собственное время отключения, с	0,06
Полное время отключения, с	0,08
Собственное время включения, с	0,06

Определим расчетные токи КЗ для момента времени отключения

$$\tau = t_{св} + t_{р.з \min} = 0,06 + 0,01 = 0,07 \text{ с}$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

- от системы, ГЗ-4: $I_{н.т} = I_{н.о} = 11,93 \text{ кА}$;
- от Г₁: при отключении $\frac{I_{н.оГ1}}{I_{Г1}} = \frac{6,33}{1,4} = 4,52$ и $\tau = 0,07 \text{ с}$

по кривым рис 3.26 (ЛЗ) находим:

$$\frac{I_{н.т}}{I_{н.о}} \approx 0,82 \text{ и } I_{н.т} = 0,82 \cdot 6,33 = 5,19 \text{ кА}$$

Периодический ток КЗ от внешних источников(С,Г,3,4):

$$I_{n,0\text{вн}} = 5,6 + 6,33 = 11,93 \text{ кА}$$

Суммарный периодический ток КЗ: $I_{n,о\Sigma} = 11,93 + 6,33 = 12,86 \text{ кА}$

Апериодический ток КЗ:

- от системы и ГЗ: $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,о} \cdot e^{-\tau/Ta} = \sqrt{2} \cdot 11,93 \cdot e^{-0,07/0,06} = 16,37,18 \text{ кА}$

- от Г1, (Г2): $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,33 \cdot e^{-0,07/0,2} = 5,42 \text{ кА};$

Суммарный апериодический ток КЗ:

$$i_{a\Sigma} = 16,37 + 5,42 = 21,79 \text{ кА}$$

Ударные токи КЗ:

-от системы: $i_y = \sqrt{2} \cdot 5,6 \cdot 1,85 = 14,5 \text{ кА}$

- от генераторов Г1 и Г2: $i_y = \sqrt{2} \cdot 6,33 \cdot 1,965 = 17,41 \text{ кА}$

- от внешних источников (С и ГЗ): $i_{y\Sigma} = 14,5 + 17,41 = 31,91 \text{ кА}$

Тепловой импульс тока КЗ от внешних источников:

$$B_{K.вн} = I_{n,о.вн}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 11,93^2 \cdot (4 + 0,2) = 597,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $t_{отк} = 4 \text{ сек.}$

Выключатель в цепи генератора выбирается по току КЗ от самого генератора или от внешних источников, который по величине больше.

Расчеты по выбору выключателя и разъединителя сводим в таблицу.

Расчетные данные	Каталожные данные	
	элегазовый выключатель типа VF	Разъединитель РВР-10/4000
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
$I_{мах}=1474,27 \text{ А}$	$I_{ном}=3150 \text{ А}$	$I_{ном}=4000 \text{ А}$
$I_{п,т}= 5,19 \text{ кА}$	$I_{отк.ном}=40 \text{ кА}$	-
$i_{a,\tau}=21,79 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \beta_n =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,4 = 22,4 \text{ кА}$	-

$I_{п,0}=11,93 \text{ кА}$	$I_{вкл}=40 \text{ кА}$	-
$i_y=31,91 \text{ кА}$	$i_{дин}=110 \text{ кА}$	$i_{дин}=180 \text{ кА}$
$B_k=597,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T=43^2 \cdot 3=5547 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 71^2 \cdot 4 = 20164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель и разъединитель удовлетворяют предъявленным требованиям.

Выбор выключателя в РУ-110 кВ

Длительный ток: $I_{дл} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 427,8 \text{ А}$

Выбираем выключатель элегазовый (колонковый) с пружинным приводом концерна АВВ, производимой в РФ, типа ЛТВ – 145

Каталожные данные выключателя типа ЛТВ – 145	Значения параметров
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	40
Нормированное содержание апериодической составляющей, %	52
Ток электродинамической стойкости, кА	102
Термическая стойкость, кА/с	40/3
Собственное время отключения, с	0,022
Полное время отключения, с	0,04
Собственное время включения, с	0,04

$t_{с.в}=0,022 \text{ с.}; \beta_H=52 \% =0,52$

Определим расчетные токи КЗ для момента отключения:

$\tau = t_{с.в} + t_{рз.мин} = 0,022 + 0,01 = 0,032 \text{ сек.}$

Периодический ток КЗ:

- от системы: $I_{n,\tau} = I_{n,0} = 4,1 \text{ кА}$

- от Г1-3 при отношении $\frac{I_{n,0}}{I_{ном}} = \frac{4,1}{0,267} = 15,36$ и $\tau=0,032 \text{ сек.}$

по кривым рис.3.26 (Л.3) находим

$$\frac{I_{n,\tau}}{I_{n,o}} = 0,5 \text{ и } I_{n,\tau} = 0,5 \cdot 4,1 = 2,05 \text{ кА}$$

$$\text{где } I_{ном.г} = \frac{2 \cdot P_{ном.г}}{\cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,267 \text{ кА}$$

Суммарный периодический ток КЗ: $I_{n,\tau} = 4,1 + 2,05 = 6,15 \text{ кА}$

Апериодический ток КЗ:

$$\text{- от системы: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} = \sqrt{2} \cdot 4,1 \cdot e^{-0,032/0,035} = 4,59 \text{ кА};$$

$$\text{- от Г1: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} = \sqrt{2} \cdot 0,98 \cdot e^{-0,032/0,26} = 1,16 \text{ кА};$$

Суммарный апериодический ток КЗ:

$$i_{a,\tau} = 4,59 + 1,16 = 5,75 \text{ кА}$$

$$\text{-от система: } i_{y1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 4,1 \cdot 1,717 = 9,86 \text{ кА}$$

$$\text{-от Г1, 2: } i_{y2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 0,98 \cdot 1,965 = 2,7 \text{ кА}$$

$$\text{- от Г3, 4: } i_{y3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 0,87 \cdot 1,965 = 2,4 \text{ кА}$$

Суммарные ударные токи КЗ: $i_y = 9,86 + 2,7 + 2,4 = 14,96 \text{ кА}$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$\text{от системы: } B_K = I_{n,o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 4,1^2 \cdot (0,04 + 0,035) = 1,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{от Г1-3: } B_K = I_{n,o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 0,98^2 \cdot (0,04 + 0,26) = 0,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Суммарный тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{k\Sigma} = 1,26 + 0,29 = 1,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Элегазовый колонковый выключатель концерна АBB, типа LTB – 145	Разъединитель РНДЗ-220/2000
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 145 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 427,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$

$I_{п,τ} = 6,15 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{a,τ} = 5,75 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \beta_n =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,52 = 29,12 \text{ кА}$	-
$I_{п,0} = 4,1 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 14,96 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31.5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные выключатели и разъединители на напряжение 110 кВ удовлетворяют всем предъявленным требованиям.

Выбор выключателя в РУ собственных нужд 6 кВ.

Наибольший ток ввода: $I_{max} = \frac{K_n \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 154 \text{ А}$

Выбираем КРУ К - 104М с элегазовыми выключателями типа VF
 $t_{с,в} = 0,06 \text{ сек.}$

Определим расчетные токи КЗ для времени отключения

$$\tau = 0,06 + 0,01 = 0,07 \text{ сек.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ

от системы: $I_{n,0} = 1,3 \text{ кА}$

от Г 1-4: $I_{n,0} = 3,03 \text{ кА}$ принимаются не затухающими

$$I_{n,\tau} = I_{n,0} = 1,3 \text{ кА}$$

$$\Sigma I_{n,0} = 1,3 + 3,03 = 4,33 \text{ кА};$$

Апериодический ток КЗ: $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,33 \cdot e^{-0,07/0,1} = 2,42 \text{ кА}$

Ударные токи КЗ

от системы: $i_{yc} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,95 = 3,55 \text{ кА}$

-от Г1, Г2: $i_{yc} = \sqrt{2} \cdot 3,03 \cdot 1,95 = 8,27 \text{ кА}$

Суммарные ударные токи КЗ:

$$i_{y\theta\theta} = 3,55 + 8,27 = 11,82 \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = I_{n,o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 4,33^2 \cdot (0,07 + 0,1) = 3,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все расчеты сводим в таблицу.

Расчетные данные	Каталожные данные	
	элегазовый выключатель типа VF	PB-6\400/Y3
$U_{уст}=6 \text{ кВ}$	$U_{ном}=6 \text{ кВ}$	$U_{ном}=6 \text{ кВ}$
$I_{max}=154 \text{ А}$	$I_{ном}=1250 \text{ А}$	$I_{ном}=400 \text{ А}$
$I_{п,\tau}=4,33 \text{ кА}$	$I_{отк.ном}=50 \text{ кА}$	
$i_{a,\tau}=2,42 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot 0,4_n =$ $= \sqrt{2} \cdot 50 = 28 \text{ кА}$	
$I_{п,о}=4,33 \text{ кА}$	$I_{вкл}=40 \text{ кА}$	
$i_y=11,82 \text{ кА}$	$i_{дин}=128 \text{ кА}$	$i_{дин}=128 \text{ кА}$
$B_K=5,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T=50^2 \cdot 3=7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T=16^2 \cdot 4=1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор шин

Согласно ПУЭ параграф 1, 3, 28 сборные шины и ошиновка в пределах РУ по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току нагрузки.

Выбор шин в цепи генератора

По наибольшему длительному току:

Номинальный ток генератора:

$$I_{ном} = \frac{S_{Г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1400 \text{ А}$$

Наибольший ток в цепи генератора:

$$I_{max} = \frac{S_{Г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 1474,27 \text{ А}$$

выбираем шины коробчатого сечения

$$2(100 \times 45 \times 6) = 2020 \text{ мм}^2, I_{доп.} = 3500 \text{ А} > 1474,27 \text{ А}$$

Проверим шины на термическую стойкость при КЗ.

$$q_{min} = \sqrt{B_k / C} = \sqrt{(5319,922 \cdot 10^6) / 91} = 801,5 \text{ мм}^2 < q = 2020 \text{ мм}^2,$$

где q_{min} - минимально допустимое сечение по условию термической стойкости;

$C = 91$ - постоянная для неизолированных алюминиевых шин.

Проверим шины на механическую прочность при КЗ:

Принимаем, что шины расположены горизонтально, длина пролета между изоляторами $L = 2$ м, расстояние между шинами (фазами) $a = 0,6$ м, швеллеры шин соединены сваркой жестко только в местах крепления шин от взаимодействия. Фаз при КЗ:

$$\sigma_n = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{L_y^2 \cdot L^2}{W_{ф-а}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{94,48^2 \cdot 2^2 \cdot 10^6}{58 \cdot 06} = 17,77 \text{ МПа}.$$

где $W_{\phi} = 58 \text{ см}^2$ — момент сопротивления шины

Напряжение в материале шин от взаимодействия швеллеров шины между собой

$$G_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot i_y^2 \cdot 10^{-7} \cdot l^2}{12 \cdot h \cdot W_{\Pi}} = \frac{0,5 \cdot 94,48^2 \cdot 10^{-7} \cdot 2^2 \cdot 10^6}{12 \cdot 0,134 \cdot 5,9} = 18,81 \text{ МПа}$$

Суммарное напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\Pi} = 17,77 + 18,81 = 36,58 \text{ МПа.}$$

Так как $\sigma_{\text{расч}} = 36,58 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$, то шины механически прочны при КЗ.

ОРУ-110кВ

Минимальное сечение допустимое сечение проводов ВЛ — 110 кВ по условиям коронирования АС — 240/32, $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$. Учитывая, что в РУ расстояние между фазами меньше, чем на ВЛ. В РУ-110 кВ шины обычно выполняются гибким проводом марки АС.

Наибольший длительный ток

$$I_{\text{нб}} = 209,9 \text{ А}$$

Выбираем провод АС-300/39,

$I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}$. $d_0 = 2,4 \text{ см}$, $r_0 = 1,2 \text{ см}$, Проверим провода на коронирование

Начальная напряженность короны:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \delta \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{(r_{\text{пр}} \cdot \delta)}) = \\ = 303,3 \cdot 0,82 \cdot 0,88 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{(1,2 \cdot 0,88)}) = 31,6 \text{ кВ/см,}$$

где $m = 0,82$ - коэффициент не гладкости провода;

δ - Относительная плотность воздуха на высоте $h = 1,5 \text{ км}$ над уровнем моря

$$\delta = 1,01 - 0,0875 \cdot H = 1,01 - 0,0875 \cdot 1,5 = 0,88$$

Рабочая напряженность вокруг провода

$$E = 0,354 \cdot U \cdot |(r_{\text{gh}} \cdot \text{Lg}(L_{\text{ch}} / r_{\text{gh}}))| = \\ = 0,354 \cdot 230 \cdot |(1,2 \cdot \text{Lg}(441 / 1,2))| = 25,9 \text{ кВ/см}$$

где $D_{\phi} = 1,2 \cdot D = 1,2 \cdot 4 = 4,8 \text{ м}$ - среднегеометрическое расстояние между фазами на РУ-220 кВ, Условие проверки: $1,07E \leq 0,9 \cdot E_0$

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата

$1,07 \cdot 25,9 = 27,7 \text{ кВ/см} > 0,9 \cdot 31,6 = 28,4 \text{ кВ/см}$ выполняется. Провода АС-300/39, $R_0 = 1,2 \text{ см}$ В РУ 220 кВ проходят.

РУ-6 кВ

Наибольший длительный ток: $I_{\max} = \frac{K_n \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 154 \text{ А}$. Выбираем

алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения $40 \times 5 = 200 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 540 \text{ А} > 154 \text{ А}$. Проверим шины на термическую стойкость при КЗ:

$$q_{\min} = \sqrt{B/C} = \sqrt{5,26 \cdot 10^6 / 91} = 25 \text{ мм}^2$$

Так как $q_{\min} = 25 \text{ мм}^2 < q = 200 \text{ мм}^2$, то шины будут термически стойки КЗ.

Проверим шины на механическую прочность при КЗ:

При расположении шин на изоляторах на ребро, длина пролета между изоляторами:

$$l_n^2 \leq 173,2 / 200 \cdot \sqrt{I/q} = 173,2 / 200 \cdot \sqrt{0,042 / 2} = 0,125 \text{ м}^2$$

где $I = hb^3 / 12 = 4 \cdot 0,5^3 / 12 = 0,042$ - момент инерции шины, расположенной ребром. $q = 2 \text{ см}^2$; $l_n \leq \sqrt{0,125} = 0,35 \text{ м}$

При расположении шин на изоляторах плашмя

$$l_n^2 \leq 173,2 / 200 \cdot \sqrt{I/q} = 173,2 / 200 \cdot \sqrt{2,67 / 2} = 1,0 \text{ м}^2$$

где $I = hb^3 / 12 = 4^3 \cdot 0,5 / 12 = 2,67 \text{ см}^4$ - момент инерции шины, установленной плашмя на изоляторах

$$l_n \leq \sqrt{1,0} = 1,0 \text{ м}$$

Принимаем расположение шин на изоляторах плашмя, т.к. при этом требуется меньше изоляторов. Длину пролета $L = 1 \text{ м}$. Расстояния между шинами $a = 0,26 \text{ м}$

Определим силу взаимодействия между фазами при КЗ:

$$f_n = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_y^2 / a = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 12,6^2 \cdot 10^6 / 0,26 = 105,6 \text{ Н/м}$$

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата

где $a = 0,26$ м - расстояние между шинами в КРУ-10 кВ

Определим механические напряжения в материале шин:

$$\sigma_{расч} = f_n \cdot l_n / 10 \cdot W = 105,6 \cdot 1^2 / 10 \cdot 1,33 = 7,94 \text{ МПа}$$

где $W = b \cdot h^3 / 6 = 0,5 \cdot 4^3 / 6 = 1,33 \text{ см}^3$ - момент сопротивления шины плоская.

Так как $\sigma_{расч.} = 7,94 \text{ МПа} < \sigma_{доп.} = 75 \text{ МПа}$, то шины механически прочны КЗ.

					Электрическая часть ГЭС - 80 МВт	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

- напряжению по установке $U_{уст} \leq U_{ном}$
- по току $I_{max} \leq I_{ном.}$

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

- по конструкции и классу точности
- по электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{дин};$$

где i_y - расчетный ударный ток КЗ;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости (по каталогу);

- по термической стойкости

$$B_k \leq I_T^2 * t_T;$$

где B_k - расчетный тепловой импульс;

I_T и t_T - ток и время термической стойкости (по каталогу);

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном};$$

где Z_2 - вторичная нагрузка ТТ,

$Z_{2ном}$ - номинальная нагрузка ТТ в заданном классе точности

Выбор трансформатора тока в цепи генератора

Наибольший ток нормального режима $I_{дл}=1474,27 \text{ А}$

Выбираем трансформатор тока типа ТШЛ -10 -4000/5, $Z_{ном}=0,8 \text{ Ом}$ в классе точности 0,5.

Сравнение расчетных и каталожных данных сводим в таблицу.

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
$I_{дл}=1474,27 \text{ А}$	$I_{ном}=4000 \text{ А}$
$i_y=31,91 \text{ кА}$	не приводится
$B_k=597,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T=35^2 \cdot 3=3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Перечень необходимых измерительных приборов цепи генератора определим по таблице. Данные о вторичной нагрузке ТТ сводим в таблицу.

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	--	0,5
Варметр	Д-335	0,5	--	0,5
Счетчик активной энергии	И-680	2,5	--	2,5
Амперметр регистрирующий	Н-334	--	10	--
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	--	10
	Всего	14,5	10,5	14,5

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб.}} = S_{\text{приб.}} / I^2 = 14,5 / 5^2 = 0,56 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{приб.}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб.}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,56 - 0,01 = 0,24 \text{ Ом}$$

Для генератора 30 МВт принимаются кабели алюминиевыми жилами, ориентировочная длина $L = 40$ м, трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому $L_{\text{расч}} = L$. Требуемое сечение:

$$q = p * L_{\text{расч.}} / r_{\text{пр.}} = 0,0283 * 40 / 0,24 = 4,7 \text{ мм}^2$$

Выбираем контрольный кабель АКРВГ с сечением жилы 6 мм^2 по условию механической прочности.

Выбор ТТ в РУ - 110 кВ

Наибольший длительный ток нагрузки:

$$I_{\text{max}} = 427,8 \text{ А}$$

Выбираем ТТ типа: ТФЗМ -110-Б - III

Расчеты по проверке сводим в таблицу:

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{дл}} = 209,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$i_y = 14,96 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$
$B_k = 1,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 * t_t = 9,8^2 * 3 = 288,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Условия проверки выполняются.

Данные по вторичной нагрузке ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А		
		А	В	С
Амперметр	Д-335		0,5	
Ваттметр	Д-335	0,05	--	0,5
Варметр	Д-335	0,5	--	0,5
Счетчик активной энергии	И-680	2,5	--	2,5
Счетчик реактивной энергии	И-676	2,5	--	2,5
	Всего:	6	0,5	6

Общее сопротивление приборов наиболее нагруженной фазы:

$$r_{\text{приб}} = S_2 / I_2^2 = 6 / 5^2 = 0,24 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{приб.}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб.}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ - сопротивление контактов для 3^х приборов.

Сечение медной жилы длиной 100мм²

$$q = p * L / r_{\text{пр.}} = 0,0175 * 100 / 0,86 = 2,03 \text{ мм}^2$$

Выбираем контрольный кабель КРВГ с сечением жилы 2,5 мм².

Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по напряжению установки $U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном.}}$;
- по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} < S_{\text{ном.}}$;

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности.

При этом следует иметь в виду, что для однофазных ТН, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника - удвоенную мощность одного трансформатора.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата

Электрическая часть ГЭС - 80 МВт

Лист

$S_{2\Sigma}$: - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН.

Если вторичная нагрузка $S_{2\Sigma}$ превышает номинальную мощность $S_{ном}$, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Выбор ТН в цепи генератора

В цепи генератора выбираем трансформаторы напряжения типа НАМИ – 10 – 95УХЛ2ТУ

Данные по вторичной нагрузке сводим в таблицу.

Приборы	Тип	S одной обмотк и	Число обмото к	cos φ	sin φ	Число прибор ов	Общая потребляема я мощность	
							P, ВА	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	---
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	---
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	--
Датчик Активной мощности	Е-829	10	--	1	0	1	10	--
Датчик реактивно й мощности	Е-830	10	--	1	0	1	10	--

Счетчик энергии	И- 680	2	2	0,38	0,92 5	1	4	9,7
Ваттметр Регистрир ующий	Н- 348	10	2	1	0	1	20	--
Вольтмет р Регистрир ующий	Н- 344	10	1	1	0	1	10	--
Частотом ер	Э- 372	3	1	1	0	2	3	--
Итог							71	9,7

Вторичная нагрузка $S_{2\Sigma} := \sqrt{(71^2 + 9,7^2)} = 71,65 \text{ ВА}$, что меньше

$S_{2\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$, поэтому НАМИ – 10 – 95УХЛ2ТУ будет работать в классе точности 0,5

Выбор ТН в РУ - 110 кВ

Выбираем ТН типа НАМИ - 110-УХЛ I

Вторичная нагрузка по фазам

Приборы	Тип	S одной обмотк и	Число обмото к	cos φ	sin φ	Число прибор ов	Общая потребляемая мощность	
							P, ВА	Q, ВА
Вольтмет р	Э-335	2	1	1	0	1	2	---
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	2	---
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	--
Фиксиру-	ФИП	3	3	1	0	1	9	--

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата
-----	------	-------------	---------	------

Электрическая часть ГЭС - 80 МВт

Лист

ющий измерите ль-ный прибор								
Счетчик активной энергии	И-676	2Вт	2	0,38	0,92 5	2	4	19,4
Счетчик реактивно й энергии	И-676	2Вт	2	0,38	0,92 5	2	4	19,4
Итог							31	38,8

Общая потребляемая мощность:

$S = \sqrt{31^2 + 38,8^2} = 49,7 \text{ ВА}$ Следовательно НАМИ-110 будет работать в классе точности 0,5 т.к. $S_2 = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ ВА}$.

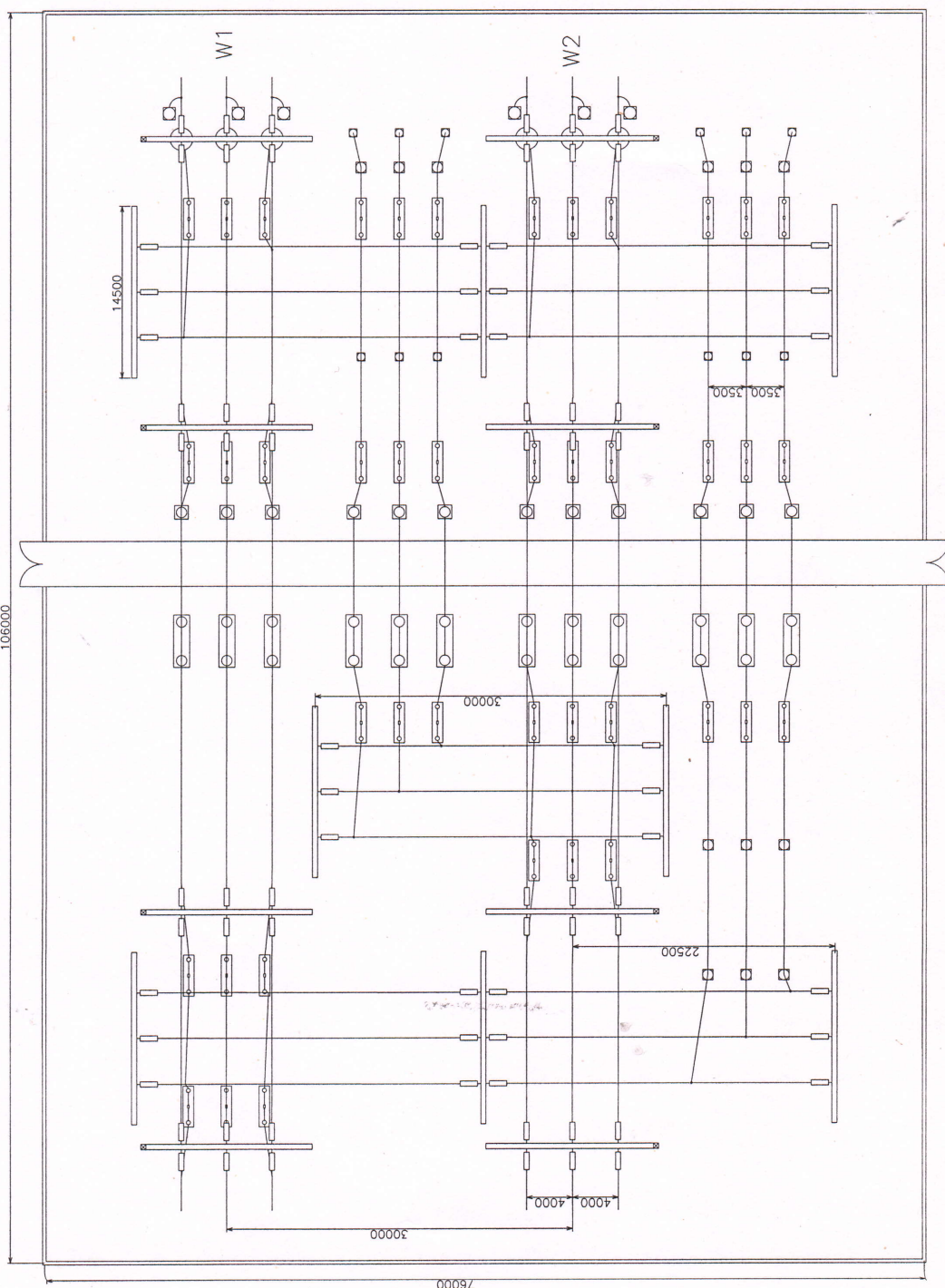
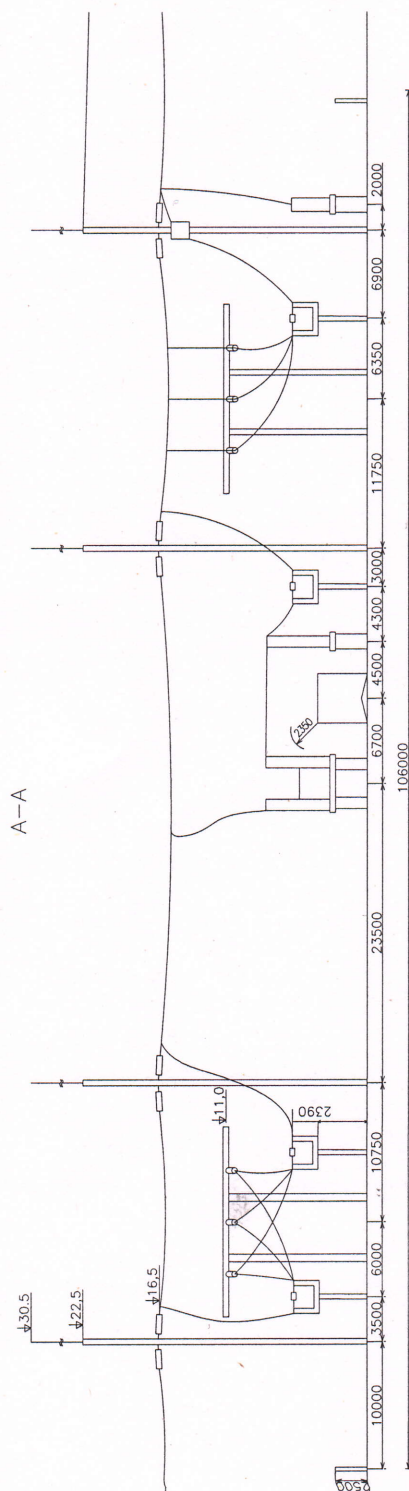
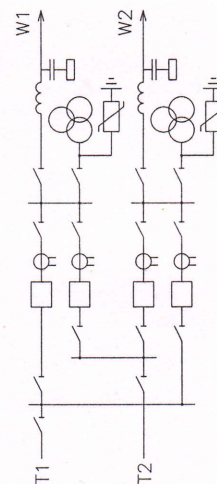
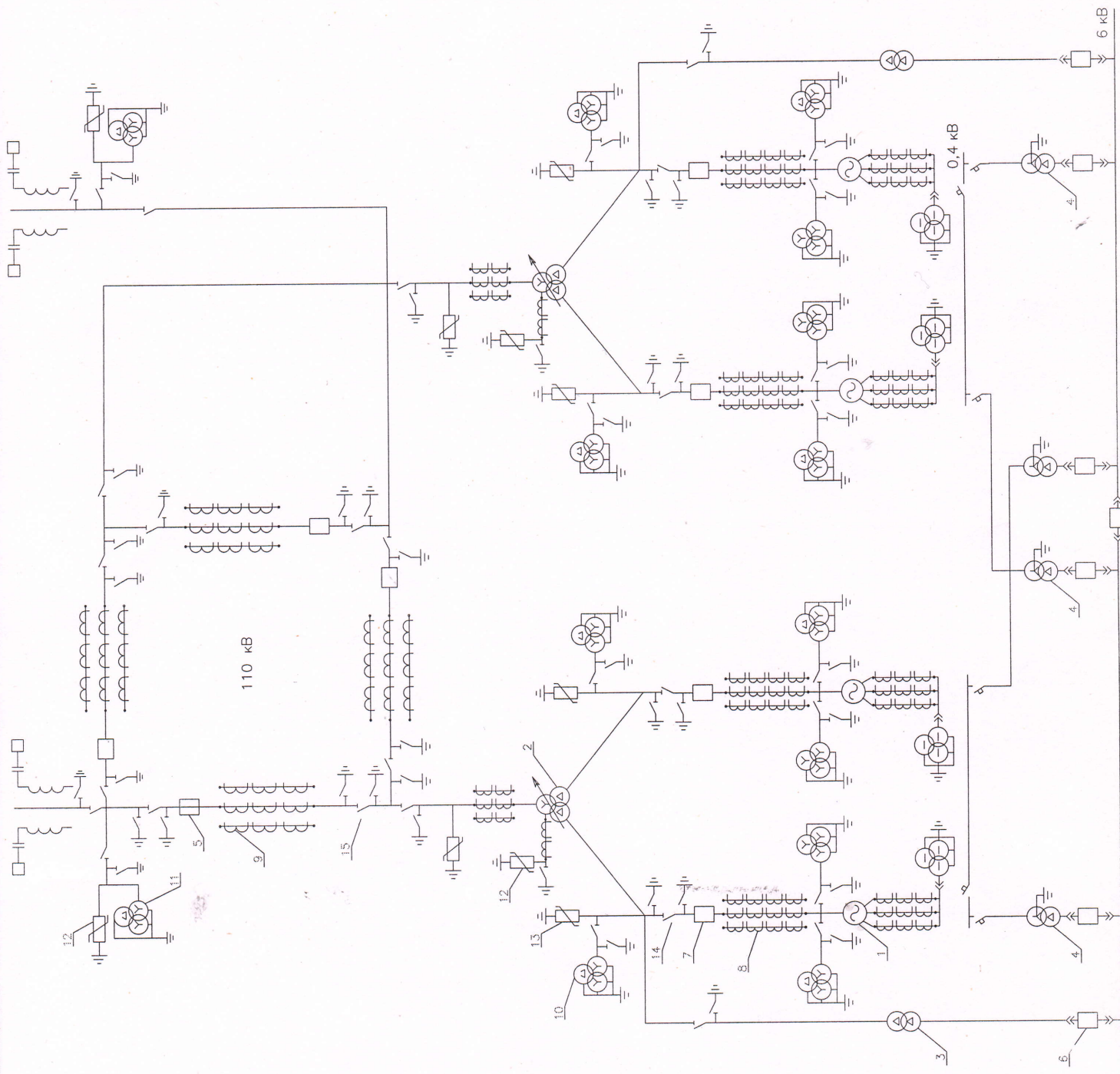


Схема заполнения ОРУ – 110 кВ



EAC-80 MBT

[illegible]



15	Разъединитель	РНДЗ-10/2000	8
14	Разъединитель	РВР-10/4000	4
13	Ограничитель перенапряжения	ОПН-11,5/100кВ/Л	4
12	Ограничитель перенапряжения	ОПН-220	4
11	Трансформатор напряжения	НАМИ-110кВ/Л	12
10	Трансформатор напряжения	НАМИ-55кВ/21У	2
9	Трансформатор тока	ТТЗМ-100Б-Ш	4
8	Трансформатор тока	ТШЛ-10-4000/5	4
7	Выключатель	ВГ	4
6	Выключатель	ВГ	6
5	Выключатель	ЛТБ-145 АВВ типа	4
4	Трансформатор	ТСЗС-1600/6,3/0,4	4
3	Трансформатор с.н. на 6,3	ТМТ-4000/10,5/6,3	2
2	Трансформатор	ТДЛ-8000/110/10,5	2
1	Гидрогенератор	СВ-1250/235	4
Т03	Наименование	Тип	Панель
			8

ГЭС-80 MBT	
Лист № документа	Изменения
Разработчик	Место
Проверщик	Исполнитель
Утвержден	Введ.
Дата	Листов 2
КГТУ	
г.р. 33-6-22	
Кодовый Т03	