


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю.Погорелыченко

подпись

инициалы, фамилия


«13» 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧАРЫШСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАРЫШ. СХЕМЫ И  
ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ СЕТИ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО  
ТОКА ГЭС, РУ. РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС**


Руководитель

 13.06  
подпись, дата

Инженер ОС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»  
должность

Ю.А. Мальцев  
инициалы, фамилия

Выпускник

 13.06  
подпись, дата

С.К. Кобылецки  
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чарышской ГЭС на реке Чарыш. Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока ГЭС, РУ. Разработка схемы для проектируемой ГЭС».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайт 8.06.18  
подпись, дата

Е.Ю. Замеева  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Масленников 8.06.18  
подпись, дата

А.В. Масленникова.  
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Мамцев  
подпись, дата

Ю.А. Мамцев.  
инициалы, фамилия

Устройства РЗА

Казанцева 05.06.18  
подпись, дата

В.В. Казанцева  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

Зайт 07.06.2018  
подпись, дата

В.Б. Зайт  
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная  
Безопасность. Охрана  
окружающей среды

Погодин 06.06.18  
подпись, дата

И.Ю. Погодин  
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Власов 06.06.18  
подпись, дата

В.В. Власов  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

И 15.06.18  
подпись, дата

А.А. Забавина  
инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Чарышской ГЭС .....	7
Введение .....	9
1 Общая часть и исходные данные .....	10
1.1 Сейсмология .....	16
1.2 Топография. Кривые зависимости верхнего и нижнего бьефа.....	16
1.3 Энергоэкономическая характеристика района .....	17
2 Водоэнергетический расчет .....	20
2.1 Расчет режима без регулирования водохранилища.....	20
2.2 Баланс энергий.....	20
2.3 ВЭР маловодного года. Определение рабочей мощности .....	22
2.4 Установленная мощность. ....	25
2.5 Баланс мощности. Планирование резервов и капитальных ремонт в энергосистеме.....	26
2.6 Водоэнергетический расчет сработки-наполнения водохранилища при расходах среднегодового года. Среднеголетняя выработка .....	28
2.7 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	29
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	30
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	30
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу .....	34
3.3 Определение отметки рабочего колеса .....	35
3.2.1 Работа одного агрегата при установленной мощности и при $\nabla$ НПУ .....	35
3.2.2 Работа минимального числа агрегатов при установленной мощности при расчетном напоре .....	36
3.2.3 Работа при минимальном напоре и соответствующей ему мощности .....	36
3.4 Расчет спиральной камеры .....	38
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	41
3.6 Расчет деталей и узлов гидротурбины .....	41
3.6.1 Расчет вала на прочность .....	41
3.6.1 Расчет подшипника .....	41
3.6.3 Выбор регулятора частоты вращения гидротурбины.....	43
3.7 Выбор маслonaпорной установки (МНУ).....	43
4 Электрическая часть .....	44
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	44
4.2 Выбор основного электрического оборудования ГЭС.....	44
4.2.1 Выбор генераторов .....	44
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов .....	44
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	45
4.2.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН.....	45
4.2.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико- экономического расчета.....	46

4.3	Расчёт токов трехфазного и однофазного КЗ в главной схеме.....	49
4.4	Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме.....	53
4.4.1	Выбор генераторного выключателя .....	53
4.4.2	Выбор выключателя ОРУ 110 кВ .....	54
4.4.3	Выбор разъединителей 110 и 10 кВ.....	55
4.4.4	Прочее оборудование .....	56
5	Устройства РЗА .....	57
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	57
5.2	Описание защит и расчет их уставок .....	58
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	58
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ )).....	60
5.2.3	Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	63
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ) .....	63
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок $I_1$ .....	67
5.2.6	Дистанционная защита генератора.....	68
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	71
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	73
5.4	Таблица уставок и матрица отключений защит .....	73
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	76
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта .....	76
6.1.1	Определение отметки гребня плотины .....	76
6.1.2	Гидравлические расчеты .....	77
6.1.2.1	Определение ширины водосливного фронта .....	78
6.2.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	79
6.2.2.3	Построение профиля водосливной грани.....	80
6.2.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	81
6.2.2.5	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	82
6.2	Конструирование плотины. ....	84
6.2.1	Определение ширины подошвы плотины .....	84
6.2.2	Быки .....	85
6.2.3	Разрезка плотин цементируемыми швами .....	85
6.2.4	Устой .....	85
6.2.5	Дренаж тела бетонных плотин.....	86
6.2.6	Галерея в теле плотины .....	86
6.3	Основные элементы плотины .....	86
6.3.1	Противофильтрационная завеса .....	86
6.3.2	Дренажные устройства в основании в скальных грунтах .....	87
6.4	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	87
6.5	Фильтрационные расчеты подземного контура .....	87
6.6	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины .....	88

6.6.1	Определение сокращённого состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий .....	88
6.6.1.1	Вес сооружения и затворов .....	88
6.6.1.2	Сила гидростатического давления воды .....	90
6.6.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	90
6.6.1.4	Сила фильтрационного давления.....	90
6.6.1.5	Давление грунта.....	91
6.6.1.6	Волновое давление .....	94
6.6.2	Оценка прочности плотины .....	95
6.6.3	Критерии прочности плотины и ее основания.....	97
6.6.4	Обоснование устойчивости плотины .....	98
6.7.	Проектирование донного водовыпуска.....	99
7	Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности, по охране окружающей среды .....	100
7.1	Мероприятия по охране труда .....	100
7.2	Мероприятия пожарной безопасности.....	100
7.3	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	101
8	Технико-экономические показатели .....	103
8.1	Определение объёмов генерации производства .....	103
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	103
8.3	Налоговые расходы .....	106
8.4	Оценка суммы прибыли .....	106
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	107
8.6	Методология, исходные данные.....	108
8.7	Коммерческая эффективность .....	108
8.8	Бюджетная эффективность .....	108
8.9	Анализ чувствительности .....	109
9	Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока (СОПТ) для ГЭС и РУ. Разработка схемы для проектируемой ГЭС.....	112
9.1	Общие требования к схеме и оборудованию системы оперативного постоянного тока .....	112
9.2	Приблизительный состав электроприемников постоянного тока .....	113
9.3	Выбор схемы питания потребителей .....	114
9.4	Выбор аккумуляторных батарей. ....	116
9.5	Выбор зарядно - подзарядных устройств.....	119
9.6	Выбор проводников.....	119
9.7	Выбор защитных аппаратов.....	121
	Заключение.....	125
	Список использованных источников .....	127
	Приложение А Кривая связи нижнего бьефа для летнего периода.....	130
	Приложение Б Оголовок профиля Кригера-Офицерова водосливной плотины.....	131
	Приложение В Расчет водобойного колодца.....	132

Приложение Г Определение класса ГТС .....	135
Приложение Д Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 40б-В .....	136
Приложение Е Зона работы турбины с $D_1=4,0$ м на главной универсальной характеристике ПЛ40б-В .....	137
Приложение Ж Расчет сработки среднегодового года .....	138

## Сокращенный паспорт Чарышской ГЭС

1. Наименование ГЭС..... Чарышская ГЭС
2. Местонахождение ГЭС ..... Алтайский край
3. Тип проектируемой установки ..... Гидроэлектростанция
4. Характерные расходы воды .....
- а) среднемноголетний ..... 149 м<sup>3</sup>/с
- б) всех турбин ..... 355 м<sup>3</sup>/с
- в) максимальный обеспеченностью 1% ..... 849 м<sup>3</sup>/с
- г) минимальный ..... 50 м<sup>3</sup>/с
5. Параметры водохранилища .....
- а) характер регулирования стока ..... Годовой
- б) отметки:  
НПУ ..... 590,0 м  
УМО ..... 582,3 м
- в) объемы:  
Полный ..... 2,9 м<sup>3</sup>  
Полезный ..... 1,6 м<sup>3</sup>
6. Напоры ГЭС
- а) максимальный ..... 40 м
- б) средний ..... 34,5 м
- в) расчетный ..... 32,8 м
- г) минимальный ..... 29 м
7. Энергетические характеристики
- а) мощность ..... 106 МВт
- б) среднемноголетняя выработка электроэнергии ..... 1,04 млн кВт·ч
8. Бетонная плотина  
(общая длина/максимальная высота) ..... 550/43,3 м
- а) левобережная глухая ..... 162,5 м
- б) станционная ..... 50 м
- в) водосливная ..... 37,5 м
- г) глухая правобережная ..... 300 м
9. Водобросные сооружения
- а) тип ..... Поверхностный водослив
- б) число и ширина пролетов ..... 2х9 м
- в) общая длина ..... 18 м
- г) максимальная высота ..... 43,3 м
10. Здание ГЭС
- а) тип здания ..... Русловой
- б) число агрегатов ..... 3
- в) грунты в основании ..... Гранит
- г) тип спиральной камеры ..... Бетонная трапецеидальная
- д) тип отсасывающей трубы ..... Изогнутая
- е) расстояние между осями агрегатов ..... 12,5 м
11. Основное оборудование

- а) тип турбины .....ПЛ40б-В 400
- б) тип генератора .....ВГС 650/130-32
- в) мощность генератора..... 45 МВА
- г) частота вращения.....187,5 об/мин
- д) тип трансформаторов ..... 3хТДЦ-63000/110-У1
- 12. Технико-экономические показатели
- а) Капиталовложения ..... 1911,8 млн. руб
- б) удельные капиталовложения ..... 8035,66 руб/кВт
- в) себестоимость электроэнергии ..... 0,12 руб/кВт·ч
- г) срок окупаемости..... 61 месяц



## ВВЕДЕНИЕ

Основной целью данной бакалаврской работы является проектирование гидроэлектростанции на основе имеющихся гидрологических, топографических данных, энергетических и других данных. Под этим понимается определение главных характеристик любой электростанции, установленной мощности ( $N_{уст}$ ) и среднесуточной выработки ( $\bar{Э}$ ), определение его типов и параметров, которые при заданной исходной информации, выполнении всех требуемых ограничений обеспечивали бы развитие энергосистемы за счет проектируемой ГЭС с минимальными затратами на строительство и максимальной прибылью при эксплуатации.

Для обеспечения генерации электроэнергии и последующей выдачи этой электроэнергии в ЕЭС необходимо определиться со схемой выдачи мощности и выбрать основное силовое электрооборудование, коммутационные, защитные и измерительные электроаппараты на основе технико-экономического анализа.

В ходе работы необходимо определиться с гидротехническими сооружениями, создающими напорный фронт, в том числе определить отметку гребня плотины, параметры водосбросного сооружения и состав гасителей энергии в нижнем бьефе и противофильтрационных элементов. Выбор параметров ГЭС проводится на основе гидравлических расчетов, действующих нормативных документов и с последующим обоснованием надежности и безопасности ГЭС.

Разрабатывается инвестиционный план, затем рассчитываются текущие расходы, которые формируются в соответствии с заданной производственной программой на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро», учитываются налоговые расходы и оценивается сумма прибыльности проекта.

Место для проектирования – створ реки Чарыш, Чарышского района расположенного в южной части Алтайского края. Население района более 11 тысяч человек. На территории района находятся маслозавод, дорожно-строительные организации. В последнее время развивается туризм. По территории района проходит дорога «Алейск – Чарышское».

Энергоснабжением потребителей в данном районе занимается компания АО «Алтайэнергосбыт».

## 1 Общая часть и исходные данные

На рисунке 1.1 показано расположение створа на карте. Географические координаты створа Алтайский край, река Чарыш. Долгота  $-83^{\circ}51'$  в.д., широта  $-51^{\circ}11'$  с.ш.

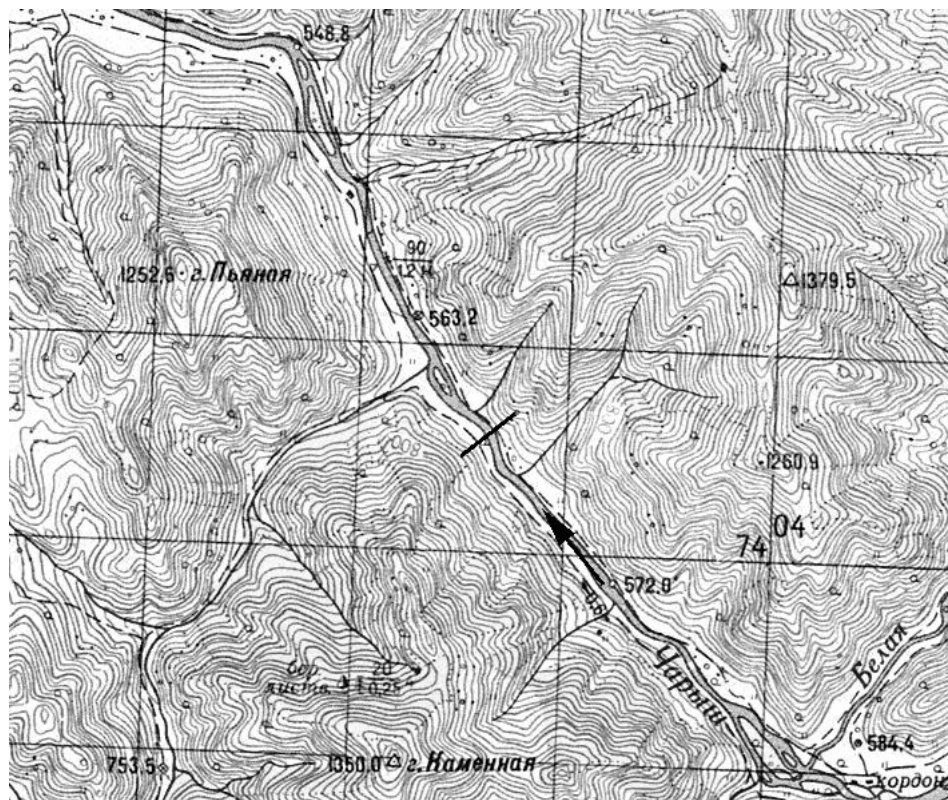


Рисунок 1.1 – Расположение створа на карте

**Построение гидрографа.** Объединим среднемесячные расходы каждого года, для межени и для половодья в одну таблицу и отсортируем расходы от максимального к минимальному. Рассчитаем обеспеченность  $p, \%$  и сведем результаты в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Расходы в порядке убывания, обеспеченность

Год	$\bar{Q}, \text{м}^3 / \text{с}$	Год	$\bar{Q}_{\text{пол}}, \text{м}^3 / \text{с}$	Год	$\bar{Q}_{\text{меж}}, \text{м}^3 / \text{с}$	$t$	$p\%$
1969	233	1969	553	1946	95	1	2
1958	202	1958	461	1945	86	2	4
1946	197	1966	432	1961	82	3	6
1938	193	1952	425	1938	78	4	8
1945	184	1938	423	1941	77	5	10
1961	182	1947	419	1969	73	6	12
1947	181	1946	400	1977	72	7	14
1966	179	1960	395	1958	72	8	16
1941	178	1955	393	1965	70	9	18
1952	176	1973	387	1970	64	10	20
1960	172	1961	382	1932	63	11	22
1955	172	1971	382	1947	63	12	24

Окончание таблицы 1.1

Год	$\bar{Q}, \text{м}^3 / \text{с}$	Год	$\bar{Q}_{\text{пол}}, \text{м}^3 / \text{с}$	Год	$\bar{Q}_{\text{меж}}, \text{м}^3 / \text{с}$	$m$	$p\%$
1973	168	1937	381	1979	63	13	25
1937	165	1945	380	1976	62	14	27
1936	162	1941	380	1957	62	15	29
1971	160	1936	379	1955	61	16	31
1970	157	1942	351	1960	61	17	33
1977	154	1939	348	1940	61	18	35
1942	153	1970	344	1967	60	19	37
1957	151	1968	343	1959	60	20	39
1939	147	1944	336	1973	59	21	41
1944	147	1957	331	1934	58	22	43
1959	146	1950	331	1937	57	23	45
1932	146	1956	331	1933	55	24	47
1968	144	1949	330	1972	55	25	49
1949	143	1975	326	1942	55	26	51
1979	143	1959	320	1936	53	27	53
1940	143	1948	319	1966	52	28	55
1934	142	1977	319	1944	52	29	57
1972	141	1972	314	1981	52	30	59
1950	141	1932	312	1980	52	31	61
1975	140	1934	311	1952	52	32	63
1948	139	1940	308	1949	50	33	65
1956	138	1943	308	1978	50	34	67
1943	135	1979	305	1962	50	35	69
1976	134	1935	299	1971	50	36	71
1980	133	1980	296	1943	49	37	73
1967	133	1964	281	1948	48	38	75
1965	132	1967	280	1939	47	39	76
1935	128	1976	278	1954	47	40	78
1981	124	1981	267	1950	47	41	80
1964	122	1963	266	1975	47	42	82
1962	119	1954	258	1963	46	43	84
1963	119	1962	257	1968	44	44	86
1954	117	1965	257	1974	43	45	88
1933	117	1978	250	1935	42	46	90
1978	117	1953	242	1964	42	47	92
1953	108	1933	242	1956	42	48	94
1951	99	1951	219	1953	42	49	96
1974	92	1974	190	1951	39	50	98

$$p = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (1.1)$$

где  $m$ -порядковый номер расхода;

$n$ -число членов ряда.

Маловодный (1933г.) и средневодный (1968г.) года выделены в таблице.

Для маловодного года ( $p=90\%$ ):

Расход маловодного года оказался меньше ожидаемого в период половодья и больше ожидаемого в период межени. Чтобы это исправить

изменим значения расходов 1933 года, помножив их на коэффициенты приведения:

$$K_n^{90\%} = \frac{Q_n^{1978}}{Q_n^{1933}} = \frac{250}{242} = 1,04 \quad (1.2)$$

$$K_m^{90\%} = \frac{Q_m^{1933}}{Q_m^{1935}} = \frac{42}{55} = 0,77 \quad (1.3)$$

$$K_n^{50\%} = \frac{Q_n^{1949}}{Q_n^{1968}} = \frac{330}{343} = 0,96 \quad (1.4)$$

$$K_m^{50\%} = \frac{Q_m^{1972}}{Q_m^{1968}} = \frac{55}{44} = 1,23 \quad (1.5)$$

где  $Q_n^i$  – расход половодья соответствующий  $i$  году;

$Q_m^i$  – расход межени соответствующий  $i$  году.

Расходы расчетного маловодного года (P=90%) без приведения и с приведением показаны в таблице 1.2

Таблица 1.2- Приведенные расходы расчетного маловодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
$Q_i^{90\%},$ м <sup>3</sup> /с	27	26	27	106	197	276	258	235	107	62	50	34	117
$Q_i^{пр90\%},$ м <sup>3</sup> /с	21	20	21	81	205	287	268	244	82	48	38	26	112

Расходы расчетного маловодного года (P=90%) без корректировки и с корректировкой показаны в таблице 1.3

Таблица 1.3- Откорректированные расходы расчетного маловодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
$Q_i^{пр90\%},$ м <sup>3</sup> /с	21	20	21	81	205	287	268	244	82	48	38	26	112
$Q_i^{кор90\%},$ м <sup>3</sup> /с	25	24	25	96	205	287	268	244	97	56	46	31	117

Расходы расчетного средневодного года (P=50%) без приведения и с приведением показаны в таблице 1.4

Таблица 1.4 – Приведенные расчеты средневодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
$Q_i^{50\%},$ м <sup>3</sup> /с	20	21	26	72	743	239	238	151	82	59	43	32	144
$Q_i^{пр50\%},$ м <sup>3</sup> /с	25	26	32	89	714	230	229	145	101	73	53	39	146

Расходы расчетного средневодного года (P=50%) без корректировки и с корректировкой показаны в таблице 1.5

Таблица 1.5 - Откорректированные расходы расчетного средневодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
Q <sub>i</sub> <sup>пр50%</sup> , М <sup>3</sup> /с	25	26	32	89	714	230	229	145	101	73	53	39	146
Q <sub>i</sub> <sup>кор50%</sup> , М <sup>3</sup> /с	32	31	30	108	368	340	289	270	104	68	49	37	144

В результате корректировки мы добились, что значения расходов в половодье и межени (для маловодного и средневодного года) соответствует ожидаемым, причем среднемесячные расходы не изменились.

Получившийся гидрограф маловодного (90%) и средневодного (50%) года показан на рисунке 1.2.

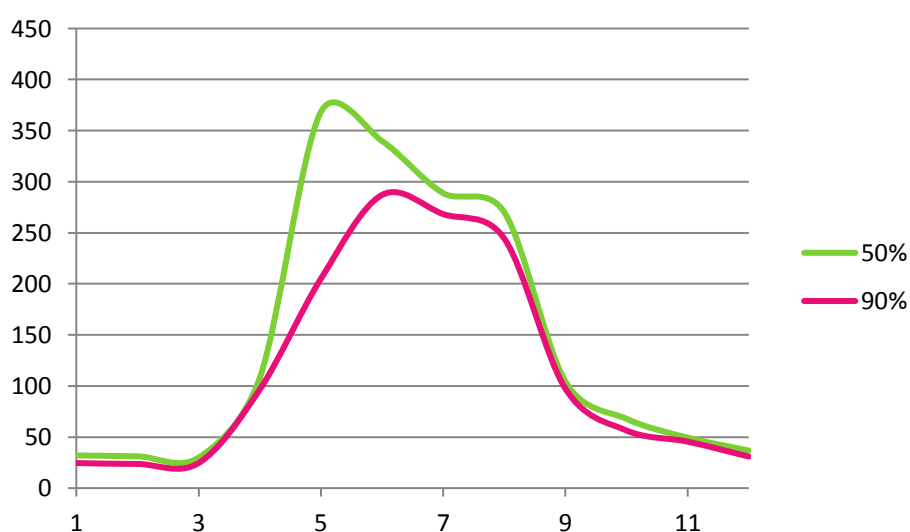


Рисунок 1.2 – Гидрограф средневодного и маловодного года

**Гидравлические потери.** Потери напора  $\Delta h = 0.4 м$ . Потери расхода (испарение, ледообразование, фильтрация, шлюзование) приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Потери расхода

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q <sub>исп</sub> М <sup>3</sup> /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q <sub>лед</sub> М <sup>3</sup> /с	1	1	0	-2	-3					1	1	1
Q <sub>фильтр</sub> М <sup>3</sup> /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q <sub>шлюз</sub> М <sup>3</sup> /с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Q <sub>потери</sub> М <sup>3</sup> /с	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

Расходы водо-хозяйственного комплекса реки Чарыш показаны в таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Расходы водо-хозяйственного комплекса

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{вхк}}, \text{м}^3/\text{с}$	50	50	50	50	90	100	100	100	90	50	50	50

Расход санитарного попуска ( $Q_{\text{сан.попуск}}$ )-  $25 \text{ м}^3/\text{с}$  для каждого месяца.

**Электрическая часть.** Мощность собственных нужд ГЭС принимается равной 1900 кВт.

Коэффициент мощности системы  $\cos \varphi_C = 0.85$ , мощность короткого замыкания системы  $S_K = 150 \text{ МВА}$ . Постоянная времени  $Ta_C = 0.045 \text{ с}$

Ближайшая ПС – Чарышское 110/35/0,4, Расстояние 35 км.

**Данные для расчета гидротехнических сооружений.** В основании магматические породы (граниты и базальты). Водопроницаемость –  $q_{\text{ep}} = 0.3 \text{ л}/\text{мин} \cdot \text{м}^2$ . Верхний слой – 2м галечного грунта. Высота слоя наносов –  $h_H = 3 \text{ м}$ . Тип грунта наносов – гравийно-песчаный.

Ширина створа на отметке НПУ –  $L_{\text{ств}} = 522 \text{ м}$ ;

Длина разгона волны – 1903 м.

Максимальные расходы р.Чарыш для основного расчетного случая ГТС II класса приведены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Расчетные максимальные расходы заданной обеспеченности

P, %	0,1	1	3	5	10	20	50	70	80	90
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	1004	849	767	724	662	592	473	407	371	323

Проектируемое гидротехническое сооружение относится к II классу (пояснения в Приложении Г).

Кривая связи расхода с уровнем НБ приведена в Приложении А.

Для основного сочетания нагрузок расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды 2% обеспеченности 13 м/с.

На рисунке 1.3 показан поперечный профиль створа.

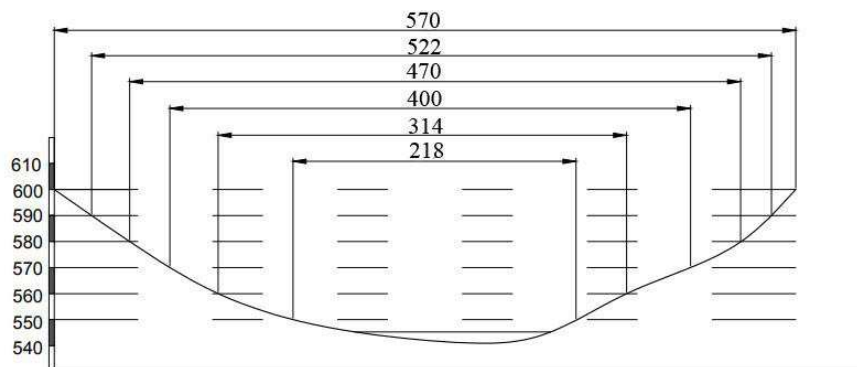


Рисунок 1.3 – Поперечный профиль створа

**Климат.** Алтай находится в средней полосе северного умеренного климатического пояса. Климат – континентальный. Температура в январе – -17 С° в июле – +18 С°. Годовое количество осадков – 600мм.

**Гидрологические данные.** Ряд гидрологических наблюдений за рекой Чарыш за период с 1932-1981 гг. представлен в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Гидрологический ряд реки Чарыш за 50 лет

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср
1932	34	31	30	51	293	368	339	248	135	119	59	44	146
1933	27	26	27	106	197	276	258	235	107	62	50	34	117
1934	32	30	28	30	316	429	287	212	134	108	59	41	142
1935	22	22	28	56	369	387	272	166	89	57	36	27	128
1936	27	25	24	34	168	715	383	251	138	86	56	35	162
1937	25	24	26	48	311	597	379	238	150	97	49	34	165
1938	28	27	27	122	508	408	470	307	187	135	59	36	193
1939	23	22	24	56	393	378	408	213	99	81	42	30	147
1940	31	28	25	73	273	441	275	243	126	103	59	39	143
1941	32	29	26	96	370	549	359	240	166	130	92	42	178
1942	26	25	28	39	243	565	331	265	139	95	50	35	153
1943	26	23	25	69	286	461	269	216	107	68	42	29	135
1944	24	23	25	56	302	495	358	187	131	81	46	32	147
1945	56	47	41	122	285	541	387	308	164	110	77	70	184
1946	50	40	37	80	290	589	414	308	193	181	111	67	197
1947	27	24	27	73	322	552	516	284	161	100	55	35	181
1948	22	21	24	73	267	459	346	205	101	78	38	27	139
1949	23	23	24	69	311	481	332	194	118	73	42	30	143
1950	24	23	26	30	430	424	256	212	131	68	44	30	141
1951	19	19	23	69	299	230	212	136	69	52	32	25	99
1952	25	24	27	49	368	605	461	265	142	70	45	31	176
1953	22	21	24	43	292	311	211	154	96	59	39	28	108
1954	24	22	25	41	336	316	212	166	104	81	47	33	117
1955	28	18	16	64	462	527	346	235	163	109	54	37	172
1956	24	22	24	69	311	482	334	195	117	7	41	31	138
1957	35	38	32	51	180	551	312	281	141	110	51	37	151
1958	35	32	19	59	275	579	634	355	202	115	69	46	202
1959	26	25	27	92	305	431	332	211	136	82	48	41	146
1960	27	28	36	56	199	560	491	329	151	97	56	34	172
1961	55	46	39	121	282	542	415	287	151	105	72	68	182
1962	24	23	26	73	368	294	193	173	95	62	54	41	119
1963	23	18	24	37	197	466	235	164	97	67	63	35	119
1964	20	23	26	48	225	421	292	185	88	56	45	31	122
1965	40	38	30	61	336	264	255	172	130	116	73	75	132
1966	20	21	26	59	234	819	446	229	134	81	46	32	179
1967	30	30	30	77	239	267	310	302	102	117	55	38	133
1968	20	21	26	72	743	239	238	151	82	59	43	32	144
1969	30	26	25	64	808	703	452	248	172	139	74	51	233
1970	30	25	20	77	369	529	240	237	149	118	59	35	157
1971	25	23	25	67	351	558	420	197	116	73	43	26	160

### Окончание таблицы 1.9

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1972	30	22	23	83	342	475	251	188	123	81	44	32	141
1973	27	25	26	99	249	680	386	231	131	81	50	35	168
1974	20	20	24	89	235	199	191	136	78	54	32	26	92
1975	19	20	25	42	173	632	308	190	93	99	51	24	140
1976	31	35	35	51	346	330	239	195	116	145	48	38	134
1977	37	36	36	109	280	434	288	272	125	122	69	45	154
1978	32	34	30	99	228	348	224	200	64	74	43	26	117
1979	32	29	26	52	298	471	269	180	139	103	82	38	143
1980	29	28	29	47	355	391	271	168	125	75	50	32	133
1981	29	25	25	78	359	347	211	152	115	74	37	34	124

## 1.1 Сейсмология

Чарышско-Теректинский глубинный разлом. Максимальная сейсмическая активность на участках пересечения его с Алейско-Саянской и Семипалатинско-Тувинской шовными зонами. Для всех сейсмически активных участков Чарышско-Теректинского разлома характерны многократная повторяемость землетрясений.

## 1.2 Топография. Кривые зависимости верхнего и нижнего бьефа

Кривая зависимости отметки верхнего бьефа от объема водохранилища показаны на рисунке 1.4. Координаты кривой в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Координаты кривой связи верхнего бьефа

$V, км^3$	0	0,2	0,6	1	1,4	1,8	2,2	2,6	3
$z_{BB}, км^3$	549,0	570,0	576,5	580,2	583,0	585,0	587,0	589,0	590,5

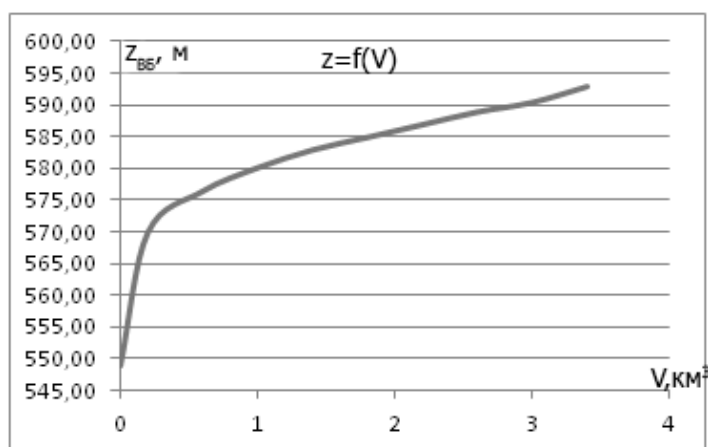


Рисунок 1.4 – Кривая связи верхнего бьефа



$$z_{\text{ВБ}} = 0,6133241 \cdot V^9 - 10,140216 \cdot V^8 + 71,9124423 \cdot V^7 - 285,5683716 \cdot V^6 + 694,6440742 \cdot V^5 - 1062,8693561 \cdot V^4 + 1010,6155081 \cdot V^3 - 570,0765207 \cdot V^2 + 181,0691149 \cdot V + 549 \quad (1.6)$$

где  $V$  – объем водохранилища.

Кривая зависимости отметки нижнего бьефа от расхода приведена на рисунке 1.5.

$Q, \text{м}^3 / \text{с}$	0	2000	3000	4000
$z_{\text{НБ}}, \text{км}^3$	549	566	571,5	576

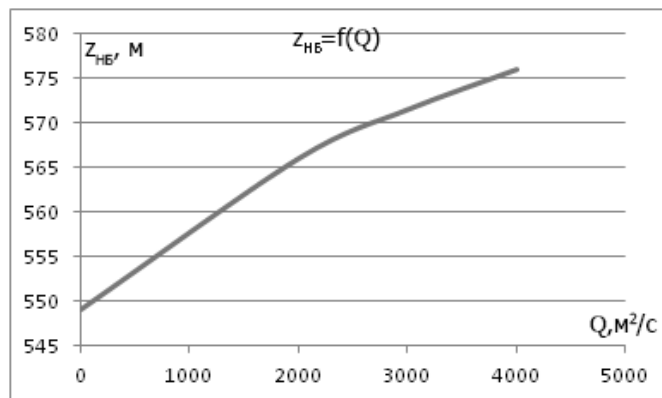


Рисунок 1.5 – Кривая связи нижнего бьефа

$$z_{\text{НБ}} = (1,25 \cdot 10^{-10}) \cdot Q^3 - (1,625 \cdot 10^{-6}) \cdot Q^2 + 0,01125 \cdot V + 549 \quad (1.7)$$

где  $Q$  – расход в нижнем бьефе.

### 1.3 Энергоэкономическая характеристика района

ОДУ Сибири, РДУ Алтай, максимальная нагрузка  $N_{\text{max}} = 1528 \text{ МВт}$

Суточный график нагрузки для зимнего и летнего периода РДУ Алтай (Рисунок 1.6) построен по данным системного оператора ЕЭС (Таблица 1.11).

Таблица 1.11 – Суточная нагрузка зимнего и летнего периода в МВт

Часы	Мощность (Зима)	Мощность (Лето)
0	855	612
1	786	567
2	762	521
3	658	521
4	750	532
5	769	532
6	849	579
7	1033	734
8	1246	885
9	1305	993

Окончание таблицы 1.11

Часы	Мощность (Зима)	Мощность (Лето)
10	1311	1015
11	1222	1007
12	1169	957
13	1200	982
14	1215	1011
15	1260	982
16	1314	946
17	1367	1000
18	1532	985
19	1479	965
20	1426	996
21	1389	1082
22	1247	1108
23	1061	974

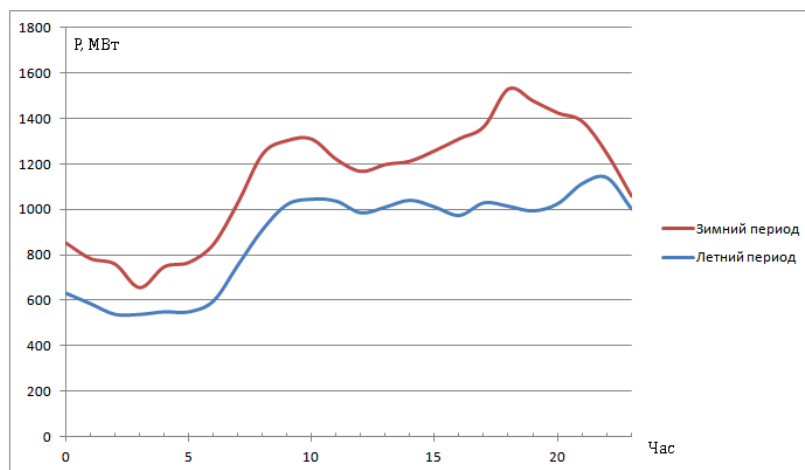


Рисунок 1.6 – Суточные графики нагрузки для Алтайского РДУ

График максимальных нагрузок показан на рисунке 1.7 и в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Значения максимальных мощностей за каждый месяц

Месяц	$P_{\max}$ , МВт
1	1528
2	1499
3	1449
4	1390
5	1340
6	1311
7	1311
8	1340
9	1390
10	1449
11	1499
12	1528

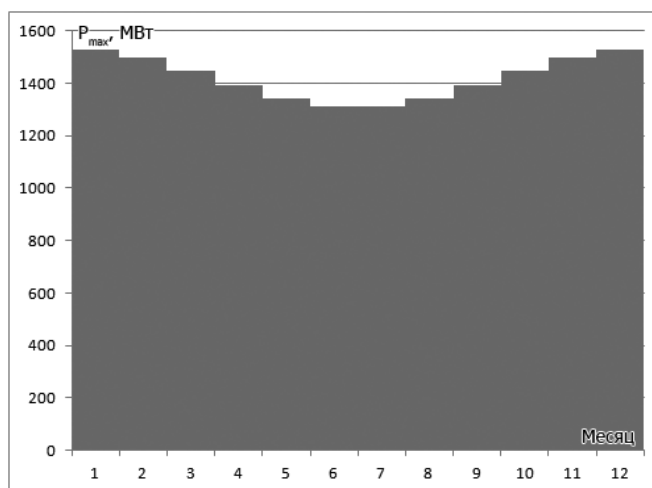


Рисунок 1.7 – Годовой график максимальных нагрузок

График средних годовых нагрузок соответствует данным таблицы 1.13 и показан на рисунке 1.8.

Таблица 1.13 – Средняя мощность нагрузки за год

Месяц	$\bar{P}$ , МВт
1	1008
2	972
3	910
4	839
5	777
6	741
7	741
8	777
9	839
10	910
11	972
12	1008

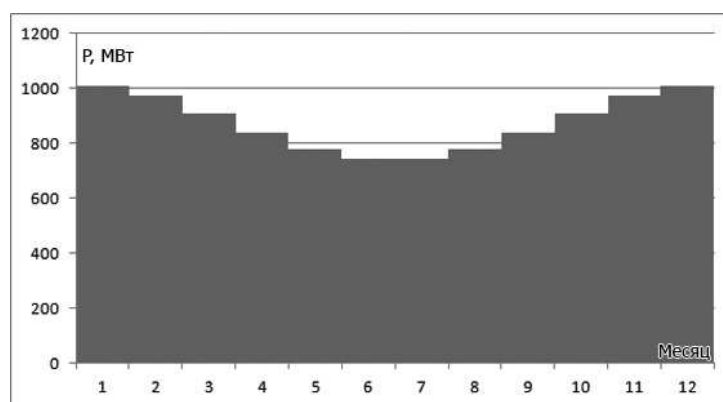


Рисунок 1.8 - График средних годовых нагрузок

**Существующие ГЭС.** С учетом близости Новосибирской ГЭС и отсутствием ГЭС в Алтайском РДУ, считаем, что 1/5 часть энергии поставляет НГЭС.  
 $N_{раб} = 440 \text{ МВт}$ ,  $\mathcal{E} = 4,2 \text{ млн КВт} \cdot \text{ч}$ .

## 2 Водознергетический расчет

### 2.1 Расчет режима без регулирования водохранилища

Рассчитаем мощности при работе без регулирования водохранилища при работе по требованиям ВХК (Таблица 2.1) и при работе по бытовому притоку маловодного года (Таблица 2.2).

Таблица 2.1–Расчет мощности станции при работе по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Z_{вб}, м$	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590
$Q_{ВХК}, м^3/с$	50	50	50	50	100	100	100	100	100	50	50	50
$z_{НБ}^{ВХК}, м$	549,56	549,56	549,56	549,56	550,11	550,11	550,11	550,11	550,11	549,56	549,56	549,56
$H_{ВХК}, м$	39,87	39,87	39,87	39,87	39,32	39,32	39,32	39,32	39,32	39,87	39,87	39,87
$N_{ВХК}, МВт$	17	17	17	17	34	34	34	34	34	17	17	17

Таблица 2.2– Расчет мощности станции при работе по бытовому притоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Z_{вб}, м$	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590
$Q_{БЫТ}, м^3/с$	24	23	24	103	194	273	255	232	104	59	47	31
$z_{НБ}^{БЫТ}, м$	549,27	549,26	549,27	550,14	551,12	551,95	551,77	551,52	550,15	549,66	549,53	549,35
$H_{БЫТ}, м$	40,16	40,17	40,16	39,29	38,31	37,48	37,66	37,90	39,28	39,77	39,90	40,08
$N_{БЫТ}, МВт$	8	8	8	35	64	88	83	76	35	20	16	11

### 2.2 Баланс энергий

Построим баланс энергий в системе, для этого на графике средних годовых мощностей откладываем мощности  $N_{ГЭС}^{сущ}$ , от получившейся линии откладываем мощности при работе по бытовому притоку и по ВХК. В месяцах, где  $N_{БЫТ} > N_{ВХК}$  имеем профицит, а в месяцах  $N_{БЫТ} < N_{ВХК}$  – дефицит. Так как профицит приходится на летние месяцы, а максимум нагрузки в энергосистеме приходится на зимние, то именно зимой имеет смысл использовать излишки энергии  $N_{изл} = \sum_1^{12} (N_{БЫТ} - N_{ВХК}) = 180 МВт$ . Проведем на графике линию (Линия гарантированной мощности) так, чтобы излишки энергии покрывали расстояние до линии гарант. мощности. Расстояние от линии гарант. мощности до отметки, существующей ГЭС определяет гарантированную мощность в каждом месяце. Получившийся баланс энергий изображен на рисунке 2.1.

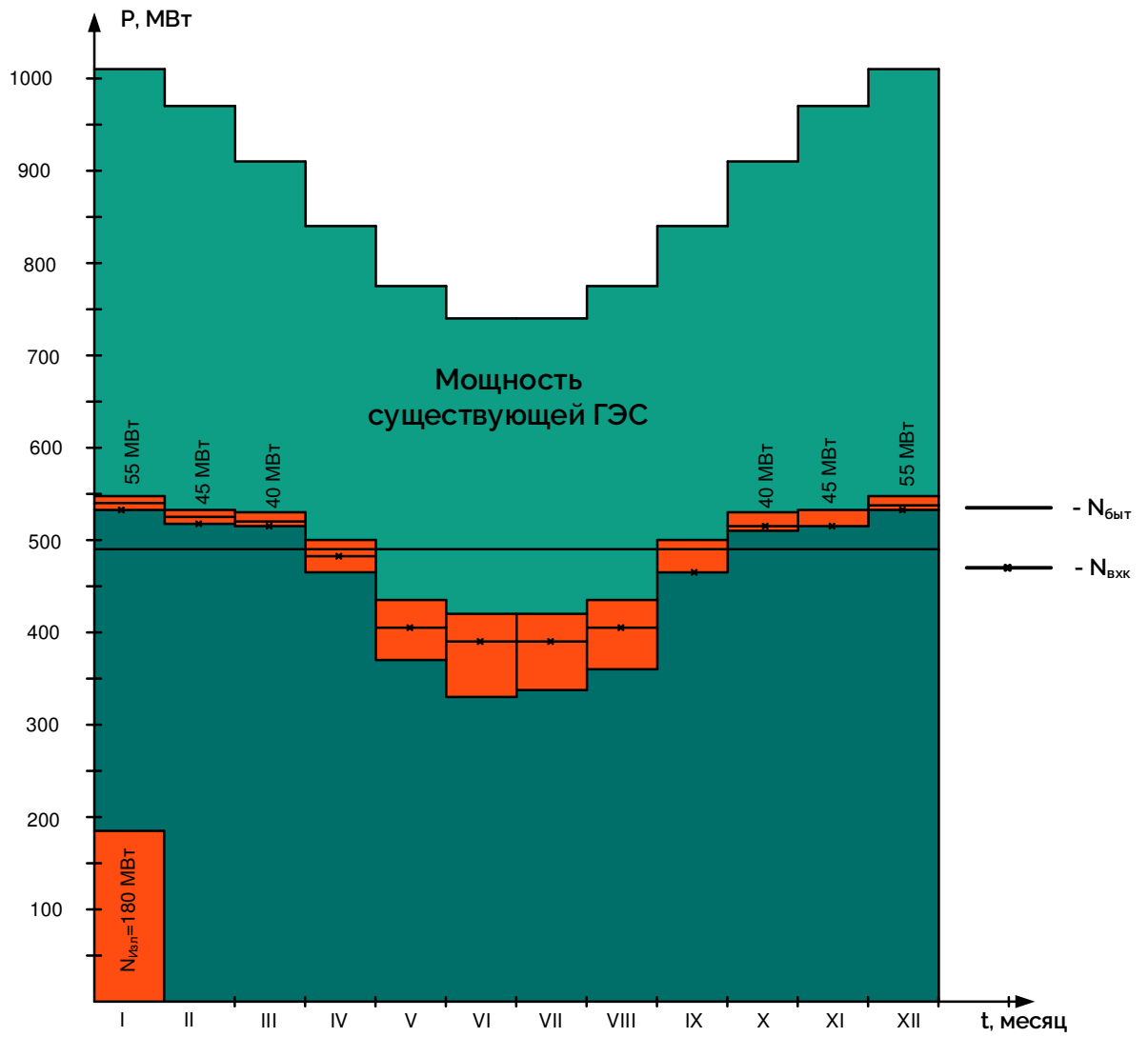


Рисунок 2.1 – Баланс энергий

### 2.3 ВЭР маловодного года. Определение рабочей мощности

Месяцем начала сработки является первый месяц после наполнения в котором  $N_{БЫТ} < N_{ВХК}$  (X месяц для данного случая). Изменяя расход из водохранилища, получим мощность равную гарантированной. В остальных месяцах ведем работу по ВХК ( $Q_{НБ} \geq Q_{ВХК}$ )

Видим, что в последнем месяце цикла регулирования отметка воды в водохранилище в конце месяце меньше НПУ (588,70 м < 590,00 м). Это вызвано тем, что при расчете гарантированных мощностей мы не учитывали изменение напора. На графике энергетического баланса поднимем выше линию гарантированной мощности на 4 МВт => уменьшим гарантированную мощность в каждом месяце на 4 МВт и заново произведем расчеты по таблице 2.3. Результат последней итерации приведен в таблице 2.4.

Теперь, зная гарантированную мощность можно найти рабочую мощность. Для этого на интегральной кривой графика нагрузки построим треугольник.

$$\mathcal{E}_{ГАР} = N_{ГАР}^{МАКС} \cdot 24 = 51 \cdot 24 = 1224 \text{ тыс кВт} \cdot \text{ч}; \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{САН.ПОПУСК} &= k_N Q_{САН.ПОПУСК} \cdot H \cdot 24 = 8,5 \cdot 25 \cdot 36,77 \cdot 24 = \\ &= 7,7 \cdot 24 = 187 \text{ тыс кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned} \quad (2.2)$$

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{ГАР} - \mathcal{E}_{САН.ПОПУСК} = 1224 - 187 = 1,04 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}; \quad (2.3)$$

$$N_{РАБ} = \mathcal{E} / 13 + \mathcal{E}_{САН.ПОПУСК} / 24 = 1224 / 13 + 187 / 24 \approx 100 \text{ МВт} \quad (2.4)$$

где  $N_{ГАР}^{МАКС}$  – максимальная гарантированная мощность;

$\mathcal{E}_{САН.ПОПУСК}$  – энергия при работе с гарантированной мощностью;

$\mathcal{E}_{САН.ПОПУСК}$  – энергия при работе по расходу санитарного попуска;

$k_N$  – коэффициент мощности, принимается 8,5;

$H$  – напор при пропуске расходов сан. попуска;

$Q_{САН.ПОПУСК}$  – расход санитарного попуска;

$\mathcal{E}$  – энергия при работе в соответствии с графиком нагрузки.

Таблица 2.3 - Первая итерация

Ме сяц	$Q_{\text{БЫТ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ФИЛЬТР}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{В-ЩА}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{СБР}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Объем водохранилища			$z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$			$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{ГАР}}, \text{ МВт}$
								$V_{\text{Н}}, \text{ км}^3$	$\Delta V, \text{ км}^3$	$V_{\text{К}}, \text{ км}^3$	$z_{\text{Н}}, \text{ м}$	$z_{\text{К}}, \text{ м}$	$z_{\text{Ср}}, \text{ м}$				
X	57	1	63	120	0	50	121	2,90	0,16	2,74	590,00	589,12	589,56	550,34	38,82	40	40
XI	47	1	93	140	0	50	141	2,74	0,24	2,50	589,12	588,06	588,59	550,55	37,64	45	45
XII	32	1	147	179	0	50	180	2,50	0,38	2,11	588,06	586,67	587,36	550,97	35,99	55	55
I	26	1	161	187	0	50	188	2,11	0,42	1,70	586,67	584,88	585,77	551,06	34,31	55	55
II	25	1	136	161	0	50	162	1,70	0,35	1,34	584,88	582,78	583,83	550,78	32,65	45	45
III	26	1	127	153	0	50	154	1,34	0,33	1,02	582,78	580,39	581,59	550,69	30,49	40	40
IV	97	1	-8	89	0	90	90	1,02	-0,02	1,04	580,39	580,55	580,47	550,00	30,07	23	ВХК
V	206	1	-107	99	0	100	100	1,04	-0,28	1,31	580,55	582,58	581,56	550,11	31,06	26	ВХК
VI	288	1	-189	99	0	100	100	1,31	-0,49	1,80	582,58	585,40	583,99	550,11	33,48	28	ВХК
VII	269	1	-170	99	0	100	100	1,80	-0,44	2,24	585,40	587,13	586,26	550,11	35,76	30	ВХК
VIII	245	1	-146	99	0	100	100	2,24	-0,38	2,62	587,13	588,59	587,86	550,11	37,35	31	ВХК
IX	98	1	-9	89	0	90	90	2,62	-0,02	2,65	588,59	588,70	588,64	550,00	38,24	29	ВХК

Таблица 2.4 - Конечный результат после нескольких итераций

Ме сяц	$Q_{\text{БЫТ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ФИЛЬТР}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{В-ЩА}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{СБР}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Объем водохранилища			$z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$			$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{ГАР}}, \text{ МВт}$
								$V_{\text{Н}}, \text{ км}^3$	$\Delta V, \text{ км}^3$	$V_{\text{К}}, \text{ км}^3$	$Z_{\text{Н}}, \text{ м}$	$Z_{\text{К}}, \text{ м}$	$Z_{\text{СР}}, \text{ м}$				
X	57	1	50	107	0	50	108	2,90	0,13	2,77	590,00	589,29	589,64	550,20	39,05	36	36
XI	47	1	80	127	0	50	128	2,77	0,21	2,56	589,29	588,34	588,81	550,41	38,00	41	41
XII	32	1	132	164	0	50	165	2,56	0,34	2,22	588,34	587,05	587,69	550,81	36,48	51	51
I	26	1	144	170	0	50	171	2,22	0,37	1,85	587,05	585,60	586,32	550,88	35,05	51	51
II	25	1	117	142	0	50	143	1,85	0,30	1,54	585,60	584,04	584,82	550,58	33,84	41	41
III	26	1	105	131	0	50	132	1,54	0,27	1,27	584,04	582,29	583,16	550,46	32,31	36	36
IV	97	1	-8	89	0	90	90	1,27	-0,02	1,29	582,29	582,43	582,36	550,00	31,96	24	ВХК
V	206	1	-107	99	0	100	100	1,29	-0,28	1,57	582,43	584,19	583,31	550,11	32,80	28	ВХК
VI	288	1	-189	99	0	100	100	1,57	-0,49	2,06	584,19	586,47	585,33	550,11	34,82	29	ВХК
VII	269	1	-170	99	0	100	100	2,06	-0,44	2,50	586,47	588,08	587,27	550,11	36,76	31	ВХК
VIII	245	1	-146	99	0	100	100	2,50	-0,38	2,88	588,08	589,85	588,97	550,11	38,46	32	ВХК
IX	98	1	-9	89	0	90	90	2,88	-0,02	2,90	589,85	590,00	589,93	550,00	39,53	30	ВХК



По рисунку 2.2 мы можем определить в какой части графика работает проектируемая ГЭС и ее рабочую мощность ( $N_{РАБ} = 100 \text{ МВт}$ ).

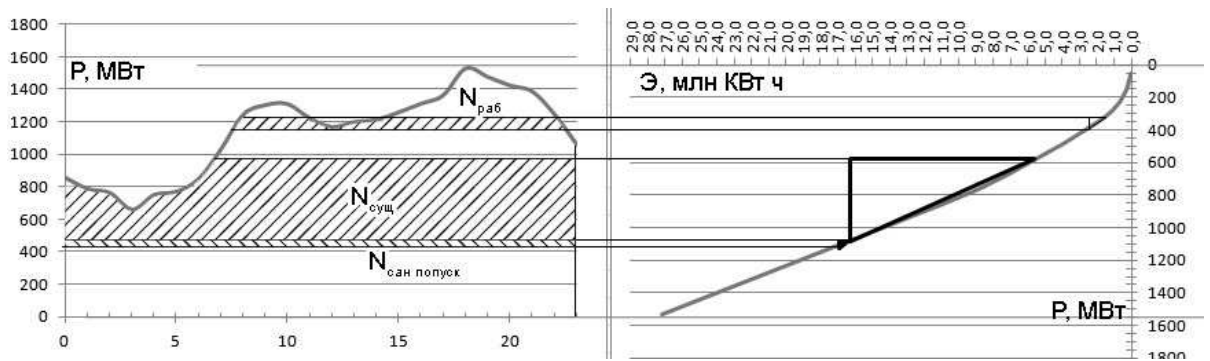


Рисунок 2.2 – Размещение треугольника проектируемой ГЭС на ИКН

## 2.4 Установленная мощность

Найдем установленную мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{УСТ} = N_{РАБ} + N_{РЕЗ} \quad (2.5)$$

$$N_{РЕЗ} = N_{РЕМ} + N_{АВ} + N_{НАГР} \quad (2.6)$$

где  $N_{РЕЗ}$  – резерв мощности;

$N_{РЕМ}$  – дополнительная мощность необходимая для ремонта;

$N_{АВ}$  – мощность аварийного резерва;

$N_{НАГР}$  – мощность нагрузочного резерва.

Ремонтная площадь существующей ГЭС:

$$F_{РЕМ}^{СУЩГЭС} = \frac{N_{ГЭС}^{СУЩ}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{475}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = 80 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год} \quad (2.7)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{РЕМ}^{ПРГЭС} = \frac{N_{ГЭС}^{ПР}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{100}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = 17 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год} \quad (2.8)$$

Ремонтная площадь ТЭС:

$$F_{РЕМ}^{ТЭС} = \frac{N_{ТЭС}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{1450}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = 242 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год} \quad (2.9)$$

где  $N_{ГЭС}^{СУЩ}$ ,  $N_{ГЭС}^{ПР}$ ,  $N_{ТЭС}$  – мощности существующей ГЭС, проектируемой ГЭС и существующей ТЭС соответственно.

Площадь провала годового графика максимальной нагрузки  $F_{ПРОВАЛА} = 3430 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год}$ .

Следовательно, установка дополнительного резерва мощности для ремонта не требуется.

Нагрузочный резерв мощности необходимый системе определим как 2% от мощности системы:

$$N_{НАГР} = N_{РАБ}^{МАКС} \cdot 2\% = 31 \text{ МВт} \quad (2.10)$$

где  $N_{РАБ}^{МАКС}$  – максимальная потребляемая системой мощность.

Распределим ее согласно установленным мощностям ГЭС:

$$\begin{aligned} N_{ГЭС}^{СУЩ} &= 470 \text{ МВт} - N_{ГЭС}^{СУЩ} = 82\% , \\ N_{ГЭС}^{ПРОЕКТ} &= 100 \text{ МВт} - N_{ГЭС}^{ПРОЕКТ} = 18\% . \end{aligned}$$

Тогда необходимый нагрузочный резерв для проектируемой станции

$$N_{НАГР}^{ПРОЕКТ} = 31 \cdot 18\% = 6 \text{ МВт} \quad (2.11)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{УСТ} = 100 + 6 = 106 \text{ МВт}$$

## **2.5 Баланс мощности. Планирование резервов и капитальных ремонтов в энергосистеме**

Планирование ремонтов проводят на графике максимальных годовых нагрузок. Вниз от нагрузки откладываются мощности участвующие в покрытии нагрузки энергосистемы, а вверх откладываются нагрузочный, аварийный и ремонтный резервы, так как они не участвуют в покрытии графика нагрузки. Ремонт станции обычно планируют не летние месяцы, когда потребление энергии снижено и имеются не использованные мощности. Баланс мощностей в энергосистеме отражен в таблице 2.5 и на рисунке 2.3.

Рабочие мощности проектируемой ГЭС определяются по ИКН.

Таблица 2.5 – Баланс мощностей в энергосистеме в МВт

Месяц	Нагрузка системы	Существующая ГЭС				Проектируемая ГЭС				ГЭС			
	$P$	$N_{РАБ}$	$N_{АР}$	$N_{НР}$	$N_{РЕМ}$	$N_{РАБ}$	$N_{АР}$	$N_{НР}$	$N_{РЕМ}$	$N_{РАБ}$	$N_{АР}$	$N_{НР}$	$N_{РЕМ}$
I	1528	450	-	25	-	100	-	6	-	978	78	20	-
II	1499	440	-	25	-	80	-	6	-	979	78	20	-
III	1449	400	-	25	-	66	-	6	-	983	79	20	-
IV	1390	360	-	25	0	50	-	6	-	980	78	20	-
V	1340	340	-	25	80	50	-	6	-	950	76	19	0
VI	1311	320	-	25	-	56	-	6	-	935	75	19	121
VII	1311	320	-	25	-	62	-	6	-	929	74	19	121
VIII	1340	340	-	25	-	64	-	6	0	936	75	19	0
IX	1390	360	-	25	-	55	-	6	17	975	78	20	-
X	1449	400	-	25	-	69	-	6	-	980	78	20	-
XI	1499	440	-	25	-	76	-	6	-	983	79	20	-
XII	1528	450	-	25	-	100	-	6	-	978	78	20	-

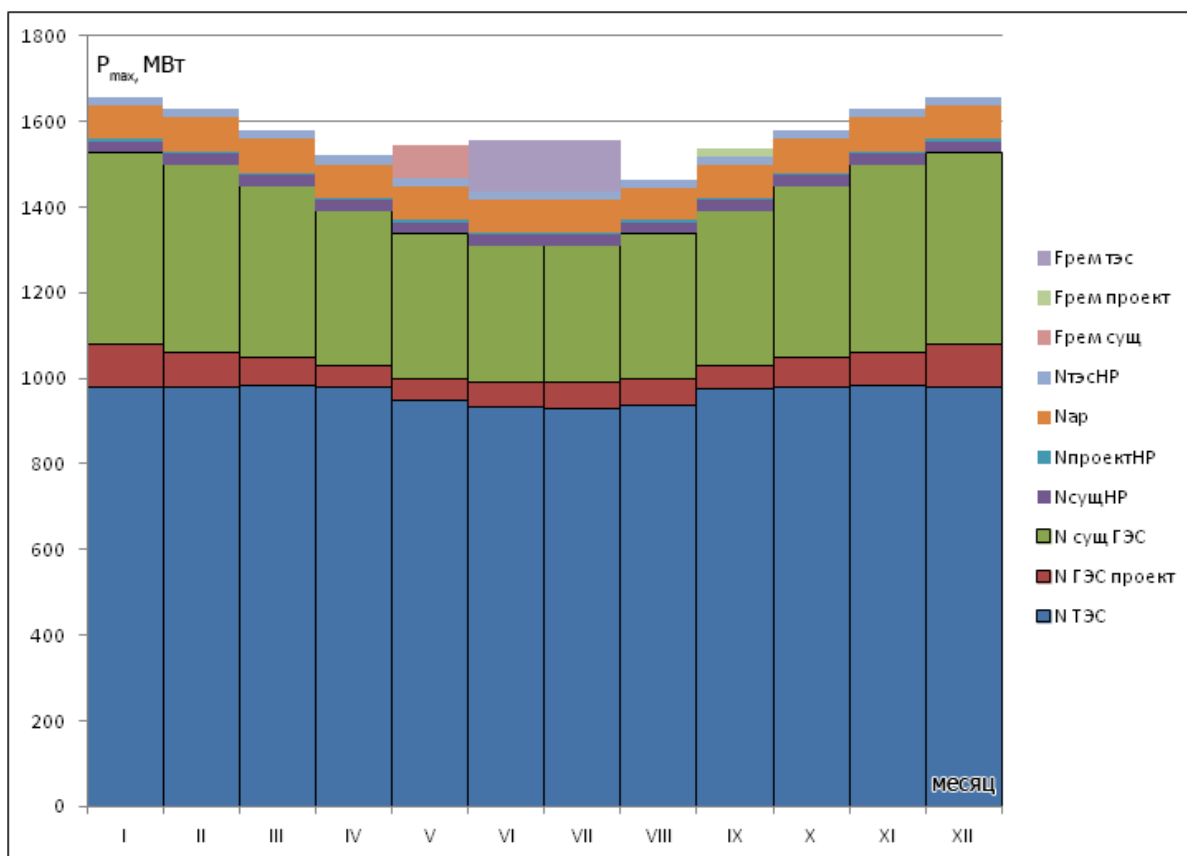


Рисунок 2.3 – Баланс мощностей в энергосистеме

## 2.6 Водозаэнергетический расчет сработки-наполнения водохранилища при расходах среднеговодного года. Среднемноголетняя выработка

Сработка среднеговодногогода проводится аналогично ВЭР маловодного года.

Расчеты проводятся двумя способами и получившаяся среднемноголетняя выработка сравнивается – выбирается результат с большей средней многолетней выработкойэнергии.

Первый способ (по отметкам верхнего бьефа маловодного года). Расчет приведен в Приложении Ж, таблице Ж.1.

$$\bar{\mathcal{E}} = \frac{\sum_{1}^{12} \mathcal{E}}{12} = 1,03 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.12)$$

где  $\mathcal{E}$  – вырабатываемая энергия за каждый месяц с 1 по 12;

$\bar{\mathcal{E}}$  - среднемноголетняя выработка энергии за месяц.

Второй способ (по гарантированным мощностям). Расчет приведен в Приложении Ж, таблице Ж.2.

$$\bar{\mathcal{E}} = \frac{\sum_{1}^{12} \mathcal{E}}{12} = 1,04 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}$$

При сработке водохранилища вторым способом средняя выработка больше ( $\bar{\mathcal{E}} = 1,04 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}$ ), следовательно этот вариант является более предпочтительным.

График сработки водохранилища маловодного (90%) и среднеговодного (50%) года приведены на рисунке 2.4.

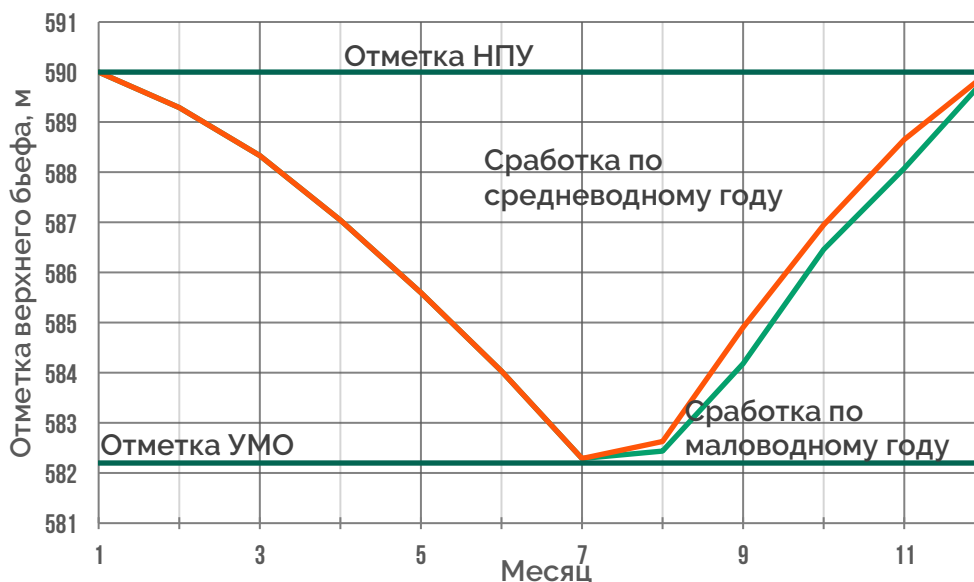


Рисунок 2.4 – График сработки водохранилища

## 2.7 Выбор основного и вспомогательного оборудования

Построение режимного поля.

Режимное поле строится в координатах  $Q$ - $H$  и отображает область работы проектируемой ГЭС. Верхнее ограничение – напор при НПУ водохранилища ( $H = z_{НПУ} - z_{НБ}(Q)$ ). Нижнее ограничение – напор при УМО водохранилища ( $H = z_{УМО} - z_{НБ}(Q)$ ). Линия ограничения слева -  $Q_{САН\ ПОПУСК}, м^3/с$ . Справа график ограничен линиями установленной мощности и пропускной способности ( $N_{уст} = 8,5Q_{ГЭС}H_{ГЭС}$ ,  $Q_{ГЭС} = Q_{max} \sqrt{H_{ГЭС}} / \sqrt{H_p}$ ).

Для удобства, данные для построения режимного поля представлены в виде таблицы (Таблица 2.6). Режимное поле показано на рисунке 2.5.

Таблица 2.6 – Координаты для построения режимного поля

$Q_{НБ}, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$H_{НПУ}, м$	$H_{УМО}, м$	Ограничение по установленной мощности		Ограничение пропускной способности	
				$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$
0	549,00	40,35	32,89	300	41,57	320	23,40
80	549,89	39,46	32,00	320	38,97	340	26,42
160	550,76	38,59	31,13	340	36,68	360	29,62
240	551,61	37,74	30,28	360	34,64	380	33,00
320	552,44	36,91	29,45	380	32,82	400	36,57
400	553,25	36,10	28,64	400	31,18	420	40,31

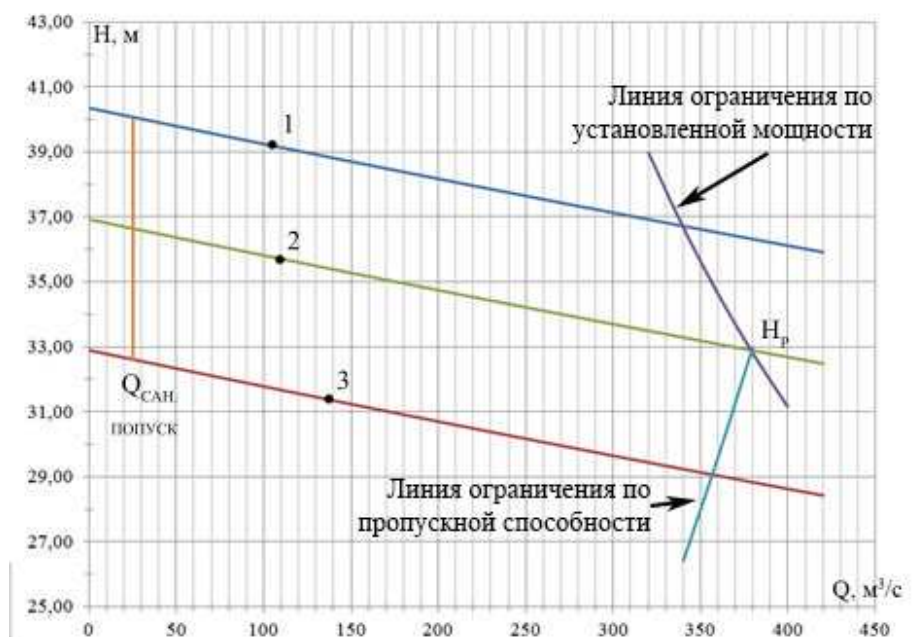


Рисунок 2.5 – Режимное поле проектируемой станции

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

#### 3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для данного диапазона напоров ( $H_{\max} = 40,00 \text{ м}; H_{\min} = 29,00 \text{ м}; H_p = 32,82 \text{ м}$ ) по справочным данным выбираем типы турбин: ПЛ40а, ПЛ40б, РО 45-В. Характеристики выбранных турбин приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики модельных турбин

Турбина	ПЛ40а	ПЛ40б	РО 45-В
$n'_{lo}, \text{ мин}^{-1}$	125	123	82,5
$Q'_{lo}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,7	1,63	1,2
$\eta_{\text{мо}}$	0,882	0,893	0,921
$\sigma$ при $Q'_{l\text{max}}$	0,40 – 0,65	0,35 – 0,65	0,195 – 0,23
$D_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,460	0,460	0,460
$H_{\text{м}}, \text{ м}$	4	4	4
$t_{\text{м}}, \text{ }^\circ\text{C}$	10	20	7
$\nu 10^5, \text{ м}^2/\text{с}$	1,3	1,01	1,38

Диаметры рабочих колес  $D_1$  выбираются из ряда стандартных значений.

Для примера произведем расчет для ПЛ40а-В,  $D_1 = 3.35 \text{ м}$ :

Коэффициент полезного действия для натурной турбины.

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1} \frac{H_M}{H_P} \frac{\nu_H}{\nu_M}} \right) = \quad (3.1)$$

$$= 1 - (1 - 0.882) \left( (1 - 0.75) + 0.75 \sqrt[5]{\frac{0.46}{3.35} \frac{4}{32.82} \frac{1.51}{1.3}} \right) = 0.921$$

где  $\eta_M$ ,  $D_{1\text{м}}$ ,  $H_M$  — КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1$ ,  $H_P$  — диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_M$ ,  $\nu_H$  — коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины;

$\varepsilon$  — коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, равен 0,75.

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 Q'_{lp} D_1^2 H_P \sqrt{H_P} \eta_T \eta_G = \quad (3.2)$$

$$= 9,81 \cdot 1,7 \cdot 3,35^2 \cdot 32,82 \sqrt{32,82} \cdot 0,921 \cdot 0,97 = 31,4 \text{ МВт}$$

где  $Q'_{lp}$  — приведенный расход воды в расчетной точке;

$\eta_r$  – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97;

$\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины, вычисляемый в расчетной точке по формуле (3.1).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов рассчитывается по формуле (3.3) и округляется в большую сторону до числа кратного 2, 3 или 5:

$$z_a = N_{ycm} / N_a = 106 / 31.4 = 3.4 \Rightarrow 4 \quad (3.3)$$

После определения числа агрегатов уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{ycm}}{z_a} = \frac{106}{4} = 26.5 \text{ MВт} \quad (3.4)$$

Поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели в расчетной точке:

$$\Delta_p = \frac{\eta_T}{\eta_M} = 1,044 \quad (3.5)$$

Далее необходимо рассчитать частоту вращения турбины по формуле:

$$n = n'_{lp} \sqrt{H_p \Delta_p} \frac{1}{D_1} = 125 \sqrt{32.82 \cdot 1,044} \frac{1}{3,35} = 218,4 \text{ об/мин} \quad (3.6)$$

где  $n'_{lp}$  – приведенная частота вращения в расчетной точке главной универсальной характеристики.

По полученной частоте вращения принимают ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения  $n_c$  по стандартному ряду. Для данного случая  $n_c = 230.8 \text{ об/мин}$ .

Для выбранного максимального диаметра турбины  $D_1$  и стандартного значения синхронной частоты вращения  $n_c$  необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_l = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \Delta_p}} \quad (3.7)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

$H$  – напор соответствующий режиму работы турбины;

$\Delta_p$  - то же, что и в (3.5).

Приведенные частоты вращения для трёх напоров по (3.7):

$$n'_{I\min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \Delta_p}} = \frac{230.8 \cdot 3.35}{\sqrt{40 \cdot 1.044}} = 119.6 \text{ об / мин},$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \Delta_p}} = \frac{230.8 \cdot 3.35}{\sqrt{32.82 \cdot 1.044}} = 132.1 \text{ об / мин},$$

$$n'_{I\max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \Delta_p}} = \frac{230.8 \cdot 3.35}{\sqrt{29 \cdot 1.044}} = 140.5 \text{ об / мин}.$$

где  $n'_{I\min}$ ,  $n'_{Ip}$ ,  $n'_{I\max}$  – приведенные частоты соответствующие максимальному, расчетному и минимальному напорам соответственно.

Положение расчетной точки определяется из уравнения (3.8). Правая часть уравнения является константной. На линии  $n'_{Ip}$  выбирают точку так, чтобы  $Q'_I \cdot \eta_T$  равенство выполнялось.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T} = \frac{26.5}{9.81 \cdot 3.35^2 \cdot 32.82 \sqrt{32.82} \cdot 0.97} = 1.39 \text{ м}^3 / \text{с} \quad (3.8)$$

Аналогичным методом определяется  $Q'_I \cdot \eta_T$  на линии  $n'_{I\min}$ . Для построения линии ограничения по установленной мощности получившаяся точка соединяется с расчетной.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max} \cdot \sqrt{H_{\max}} \cdot \eta_T} = \frac{26.5}{9.81 \cdot 3.35^2 \cdot 40 \sqrt{40} \cdot 0.97} = 1.03 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Линия ограничения по турбине  $a_o = 39.7 \text{ мм}$ .

Результаты расчета для разных типов турбин и их различных  $D_1$  приведены в таблицах 3.2 – 3.4.

Аналогично ПЛ40а (Таблица 3.2) рассчитываются турбины ПЛ40б и РО 45-В.

Таблица 3.2 – Результаты расчета параметров оборудования для различных  $D_1$  гидротурбины ПЛ40а-В

$D_1, \text{ м}$	2,5	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
$\eta_m$	0,918	0,918	0,919	0,920	0,920	0,921	0,921	0,922	0,923	0,923	0,924
$N_{азр}, \text{ МВт}$	18,0	20,2	22,6	26,0	28,6	31,4	36,4	40,7	46,3	52,3	58,7
$Z_a', \text{ шт}$	5,9	5,2	4,7	4,1	3,7	3,4	2,9	2,6	2,3	2,0	1,8
$Z_a, \text{ шт}$	6	6	5	5	4	4	3	3	3	3	2
$N_{азр}, \text{ МВт}$	17,7	17,7	21,2	21,2	26,5	26,5	35,3	35,3	35,3	35,3	53,0
$\Delta_p$	1,041	1,041	1,042	1,043	1,043	1,044	1,045	1,045	1,046	1,047	1,047



Окончание таблицы 3.2

$D_1, \text{ м}$	2,5	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
$n'_c, \text{ об/мин}$	292,2	275,8	261,1	243,8	232,2	218,4	206,2	195,2	183,1	172,4	162,9
$n_c, \text{ об/мин}$	300	300	300	250	250	230,8	214,3	200	187,5	187,5	166,7
$n'_{I \max}, \text{ об/мин}$	136,5	144,7	152,8	136,4	143,2	140,5	138,2	136,2	136,2	144,6	136,1
$n'_{I p}, \text{ об/мин}$	128,3	136,0	143,6	128,2	134,6	132,1	129,9	128,0	128,0	136,0	128,0
$n'_{I \min}, \text{ об/мин}$	116,2	123,2	130,1	116,1	121,9	119,6	117,7	116,0	115,9	123,2	115,9
$Q'_I \cdot \eta_T$	1,67	1,49	1,60	1,39	1,57	1,39	1,65	1,48	1,30	1,15	1,54
$Q'_I \cdot \eta_T^{\min}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,24	1,10	1,19	1,03	1,17	1,03	1,23	1,10	0,96	0,85	1,14

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных  $D_1$  гидротурбины ПЛ40Б-В

$D_1, \text{ м}$	2,5	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
$\eta_m$	0,923	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926	0,927	0,928	0,928	0,929
$N_{\text{аэп}}, \text{ МВт}$	17,3	19,5	21,8	25,0	27,6	31,2	35,1	39,2	44,6	50,4	56,5
$Z_a', \text{ ШТ}$	6,1	5,4	4,9	4,2	3,8	3,4	3,0	2,7	2,4	2,1	1,9
$Z_a, \text{ ШТ}$	8	6	5	5	4	4	3	3	3	3	2
$N_{\text{аэп}}, \text{ МВт}$	13,3	17,7	21,2	21,2	26,5	26,5	35,3	35,3	35,3	35,3	53,0
$\Delta p$	1,034	1,034	1,035	1,036	1,036	1,037	1,037	1,038	1,039	1,039	1,040
$n'_c, \text{ об/мин}$	286,6	270,4	256,0	239,0	227,7	214,2	202,2	191,4	179,5	169,0	159,7
$n_c, \text{ об/мин}$	300	300	300	250	250	214,3	214,3	200	187,5	187,5	166,7
$n'_{I \max}, \text{ об/мин}$	137,0	145,2	153,3	136,9	143,7	130,9	138,7	136,7	136,7	145,2	136,6
$n'_{I p}, \text{ об/мин}$	128,8	136,5	144,1	128,6	135,0	123,1	130,4	128,5	128,5	136,4	128,4
$n'_{I \min}, \text{ об/мин}$	116,6	123,6	130,6	116,5	122,3	111,5	118,1	116,4	116,4	123,6	116,3
$Q'_I \cdot \eta_T$	1,25	1,48	1,59	1,38	1,56	1,38	1,64	1,47	1,29	1,14	1,53
$Q'_I \cdot \eta_T^{\min}, \text{ м}^3/\text{с}$	0,93	1,10	1,18	1,03	1,16	1,03	1,22	1,09	0,96	0,85	1,14

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных  $D_1$  гидротурбины РО45-В

$D_1, \text{ м}$	2,5	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
$\eta_m$	0,945	0,946	0,946	0,947	0,947	0,947	0,948	0,948	0,949	0,949	0,949
$N_{\text{аэп}}, \text{ МВт}$	13,1	14,7	16,4	18,9	20,8	23,5	26,4	29,5	33,6	37,9	42,5

Окончание таблицы 3.4

$D_1$ , м	2,5	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
$Z_a$ , ШТ	8,1	7,2	6,5	5,6	5,1	4,5	4,0	3,6	3,2	2,8	2,5
$Z_a$ , ШТ	9	8	8	6	6	5	5	4	4	3	3
$N_{agr}$ , МВт	11,8	13,3	13,3	17,7	17,7	21,2	21,2	26,5	26,5	35,3	35,3
$\Delta p$	1,027	1,027	1,027	1,028	1,028	1,029	1,029	1,029	1,030	1,030	1,031
$n'_c$ , об/мин	191,5	180,7	171,1	159,7	152,1	143,1	135,1	127,9	119,9	112,9	106,6
$n_c$ , об/мин	200	187,5	187,5	166,7	166,7	150	136,4	136,4	125	115,4	107,1
$n'_{I_{max}}$ , об/мин	91,6	91,0	96,2	91,6	96,2	92,0	88,6	93,6	91,5	89,7	88,2
$n'_{I_p}$ , об/мин	86,1	85,6	90,4	86,1	90,4	86,5	83,3	88,0	86,0	84,3	82,9
$n'_{I_{min}}$ , об/мин	78,0	77,5	81,9	78,0	81,9	78,3	75,5	79,7	77,9	76,4	75,1
$Q'_I \cdot \eta_T$	1,08	1,08	0,97	1,12	1,02	1,08	0,96	1,08	0,95	1,12	1,00
$Q'_I \cdot \eta_T^{min}$ , м <sup>3</sup> /с	0,80	0,80	0,72	0,84	0,76	0,80	0,72	0,80	0,70	0,83	0,74

Анализируя полученные данные (Таблица 3.5), выбираем турбины ПЛ40а-В 400, ПЛ40а-В 335, ПЛ40б-В 400, ПЛ40б-В 375.

Ни один из рассмотренных вариантов турбин РО45-В не подходит, так как зона работы не включает точку оптимального КПД.

Таблица 3.5 – Основные параметры рассматриваемых турбин

Турбина	ПЛ40а-В	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	ПЛ40б-В
$D_1$ , м	3,35	4,00	3,75	4,00
$\eta_T$	0,921	0,923	0,927	0,928
$N_{agr}$ , МВт	26,5	35,3	35,3	35,3
$Z_a$ , ШТ	4	3	3	3
$n_c$ , об/мин	230,8	187,5	200	187,5

### 3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Для проектируемой гидроэлектростанции имеется требование по минимальному расходу  $Q_{сн} = 25 \text{ м}^3/\text{с}$ . Чтобы нанести линию минимального ограничения на ГУХ, определим точки для напоров  $H_{max}$  и  $H_{min}$ :

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \sqrt{\Delta p H}} \quad (3.9)$$

где  $Z_a = 1$ , так как пропускной способности одного агрегата достаточно для пропуска минимального расхода;

$Q_{min}$  – минимальный допустимый расход;

$H$  – напор соответствующий режиму работы турбины.

Если линия выходит за пределы рабочего диапазона ГУХа, то турбина не способна работать при минимальном расходе.

### 3.3 Определение отметки рабочего колеса

Прежде всего, необходимо определить допустимую высоту отсасывания  $H_s$ .

Для ПЛ40а и ПЛ40б:

$$H_s = 10.3 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - 1.1\sigma H \quad (3.10)$$

Для РО45-В:

$$H_s = 10.3 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - 1.1\sigma H + \frac{0.35 \cdot D_1}{2} \quad (3.11)$$

где  $10,3$  – барометрическое давление;

$1,1$  – коэффициент запаса кавитации при переходе к натурной турбине;

$0,35D_1$  – высота направляющего аппарата;

$Z_{нб}(Q_{нб})$  – уровень нижнего бьефа соответствующий напору  $H$ ;

$\sigma$  – коэффициент кавитации.

Высота отсасывания определяется для трёх наиболее опасных режимах:

- Работа минимального числа агрегатов при установленной мощности при  $\nabla$  НПУ

- Работа минимального числа агрегатов при установленной мощности при  $H_{расчетный}$

- Работа при  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности

#### 3.2.1 Работа одного агрегата при установленной мощности и при $\nabla$ НПУ

На режимном поле (Рисунок 2.5) находим точку 1 соответствующую установленной мощности одного агрегата  $N_a$ :

$$N_a = 8.6 \cdot Q_a \cdot H_a \quad (3.12)$$

где  $Q_{a1}$  – расход в точке 1;

$H_{a1}$  – напор в точке 1.

Для ПЛ40б-В 400:

$$N_a = 35.3 \text{ МВт} \quad Q_{a1} = 105 \text{ м}^3 / \text{с} ; H_{a1} = 39.30 \text{ м}$$

Пересчитаем эту точку в координаты  $n'_1$  по (3.7):

$$n'_1 = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{a1}}} = \frac{187.5 \cdot 4.0}{\sqrt{1.04 \cdot 39.3}} = 117.4 \text{ об/мин} \cdot$$

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ-40б проводим линию  $n'_1 = 117,4$  об/мин до пересечения с линией ограничения по генератору. В этой точке определяем  $\sigma = 0,26$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{НБ}(Q_a) = 550.11 \text{ м}$

Определяем высоту отсасывания (3.10):

$$\begin{aligned} H_s &= 10.3 - \frac{Z_{нб}(Q_{a1})}{900} - 1.1 \cdot \sigma H_{a1} = \\ &= 10.3 - \frac{550,11}{900} - 1,1 \cdot 0,26 \cdot 39.3 = -1.04 \text{ м} \end{aligned}$$

### 3.2.2 Работа минимального числа агрегатов при установленной мощности при расчетном напоре

Этому режиму соответствует точка 2 на (Рисунок 2.5):

Для ПЛ40б-В 400:

$$Q_{a2} = 110 \text{ м}^3 / \text{с} ; H_{a2} = 35.90 \text{ м} ; N_a = 35.3 \text{ МВт} .$$

Пересчитаем эту точку в координаты  $n'_1$  :

$$n'_1 = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{a2}}} = \frac{187.5 \cdot 4.0}{\sqrt{1.04 \cdot 35.9}} = 121.7 \text{ об/мин} \cdot$$

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ-40б проводим линию  $n'_1 = 121,7$  об/мин до пересечения с линией ограничения по генератору. В этой точке определяем  $\sigma = 0,32$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{НБ}(Q_a) = 552.85 \text{ м}$

Определяем высоту отсасывания:

$$\begin{aligned} H_s &= 10.3 - \frac{Z_{нб}(Q_{a2})}{900} - 1.1 \cdot \sigma H_{a2} = \\ &= 10.3 - \frac{552.85}{900} - 1,1 \cdot 0,32 \cdot 35.9 = -3.16 \text{ м} \end{aligned}$$

### 3.2.3 Работа при минимальном напоре и соответствующей ему мощности

Этому режиму соответствует точка 3 на (Рисунок 2.5):

Для ПЛ40б-В 400:

$$Q_a = 140 \text{ м}^3 / \text{с} ; H_a = 31.50 \text{ м} ; N_a = 35.3 \text{ МВт}$$

Пересчитаем эту точку в координаты  $n'_i$  :

$$n'_i = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{aэpl}}} = \frac{187.5 \cdot 4.0}{\sqrt{1.04 \cdot 31.50}} = 130.0 \text{ об/мин} \cdot$$

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ-40б проводим линию  $n'_i = 130,0$  об/мин до пересечения с линией ограничения по генератору. В этой точке определяем  $\sigma = 0,43$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{нб}(Q_a) = 553.05 \text{ м}$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10.3 - \frac{Z_{нб}(Q_{aэpl})}{900} - 1.1 \sigma H_{aэpl} =$$

$$= 10.3 - \frac{553.05}{900} - 1.1 \cdot 0.43 \cdot 31.50 = -4.75 \text{ м}$$

Из всех  $H_s$  выбирают ту, которая обеспечивает бескавитационную работу во всех рассматриваемых режимах работы. Причем,  $H_s \geq -8 \text{ м}$  так как дальнейшее заглубление подводной части экономически неоправданно.

Отметка рабочего колеса:

$$\nabla Z_{p.к.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s \quad (3.13)$$

где  $Z_{нб}(Q_{нб})$  – уровень нижнего бьефа соответствующий напору  $H_s$ .

Из таблицы 3.6 видно, что турбины ПЛ40а-В 335 и ПЛ40б-В 375 не удовлетворяют требованию,  $H_s \geq -8 \text{ м}$  и установка таких рабочих колес является экономически не целесообразной.

Таким образом, выбор турбины сводится к ПЛ40а-В 400 и ПЛ40б-В 400. Сравнение характеристик турбин приведено в таблице 3.7.

Таблица 3.6 – Высоты отсасывания и отметки рабочего колеса

Турбина	ПЛ40а-В 335	ПЛ40а-В 400	ПЛ40б-В 375	ПЛ40б-В 400
$H_{S1}, \text{ м}$	-5,68	-4,52	-7,71	-1,04
$H_{S2}, \text{ м}$	-8,04	-6,39	-8,69	-3,16
$H_{S3}, \text{ м}$	-3,91	-2,71	-4,31	-4,75
$\nabla Z_{p.к.}, \text{ м}$	544,81	546,66	544,16	548,30

Таблица 3.7 – Сравнение и выбор окончательного варианта

Турбина	$D_l, \text{ м}$	кпд	$N, \text{ МВт}$	$Z, \text{ шт}$	$n, \text{ об/мин}$	$H_s, \text{ м}$
ПЛ40а-В	4,00	0,923	35,3	3	187,5	-6,39
ПЛ40б-В	4,00	0,928	35,3	3	187,5	-4,75

Выбираем ПЛ40б-В 400, так как она имеет больший КПД и меньшую высоту отсасывания, что более выгодно в экономическом плане.

### 3.4 Расчет спиральной камеры

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости  $v_r$ .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е.  $v_{ur} = \text{const}$ , где  $v_u$  – окружная составляющая скорости в любой точке потока;  $r$  – радиус расположения точки.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

Данные для расчета спиральной камеры:

Угол охвата  $\varphi_{cn} = 225^\circ$ ;

Диаметр расположение входных кромок статора  $D_a = 6.2 \text{ м}$ ;

Диаметр расположение выходных кромок статора  $D_b = 5.42 \text{ м}$ ;

Высота направляющего аппарата  $b_0 = 1.5 \text{ м}$ ;

Высота статора  $B_{cm} = 1.513 \text{ м}$ ;

Скорость воды во входном сечении  $v_{\text{вх}} = 4,9 \text{ м/с}$ .

Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N_a}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{opt}} = \frac{35300}{9,81 \cdot 32,82 \cdot 0,928} = 118,2 \text{ м}^3 / \text{с}. \quad (3.14)$$

где  $\eta_{opt}$  - КПД в точке оптимума.

Расход через входное сечение спиральной камеры:

$$Q_{BX} = \frac{Q_0 \cdot \varphi_{cn}}{360} = \frac{118,2 \cdot 225}{360} = 73,9 \text{ м}^3 / \text{с}. \quad (3.15)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{BX} = \frac{Q_{BX}}{v_{BX}} = \frac{73,9}{4,9} = 15,1 \text{ м}^2. \quad (3.16)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{BX} = b_0(r_a - r_b) + (r_{BX} - r_a)b_{BX} - \frac{(b_{BX} - b_0)^2}{2} \operatorname{tg} 15^\circ \quad (3.17)$$

где  $r_a$  – радиус расположения входных кромок статора;  
 $r_b$  – радиус расположения выходных кромок статора;  
 $r_{BX}$  – наружный радиус входного сечения СК;  
 $b_{BX}$  – высота входного сечения СК.

Получаем корень:

$$b_{BX} = 6,252 \text{ м} \quad (3.18)$$

$$a_{BX} = r_{BX} - r_a = 6,312 - 3,100 = 3,212 \text{ м} \quad (3.18)$$

$$k_2 = \frac{b_{BX} - b_0}{a_{BX}^2} = \frac{6,252 - 3,100}{3,212^2} = 0,46 \quad (3.19)$$

где  $a_{BX}$  – показано на рисунке 3.2;

$k_2$  – коэффициент для определения  $m$ .

Дальнейший расчет спиральной камеры выполняется аналитически и сводится в таблицу 3.8. План бетонной СК построенной по получившимся данным показан на рисунке 3.3.

$$a_i = r_i - r_a, \quad (3.20)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad (3.21)$$

$$b_i = m_i + 60, \quad (3.22)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \operatorname{tg} 15^\circ, \quad (3.23)$$

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \operatorname{ctg} \gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.24)$$

где  $a_i$  – расстояние от внутренней кромки статора до расчетного сечения;

$m_i, r_k, b_i, r_i$ , – показаны на рисунке 3.2;

$J_i$  – значение интеграла для любого сечения.

Таблица 3.8 – Расчеты для построения СК

	Вх.	1	2	3	4	5	6	7	8	Вых.
$r_i$	6,312	5,912	5,512	5,111	4,711	4,311	3,911	3,510	3,110	2,710
$a_i$	3,212	2,812	2,412	2,011	1,611	1,211	0,811	0,410	0,010	-0,390
$b_i$	6,252	5,142	4,179	3,363	2,696	2,175	1,803	1,578	1,500	1,570
$r_k$	4,373	4,076	3,818	3,599	3,420	3,281	3,181	3,121	3,100	3,119
$r_k / r_a$	1,411	1,315	1,232	1,161	1,103	1,058	1,026	1,007	1,000	1,006
$\ln(r_k / r_a)$	0,344	0,274	0,208	0,149	0,098	0,057	0,026	0,007	0,000	0,006
$r_i / r_a$	2,036	1,907	1,778	1,649	1,520	1,391	1,262	1,132	1,003	0,874
$\ln(r_i / r_a)$	0,711	0,646	0,575	0,500	0,419	0,330	0,232	0,124	0,003	-0,134

Окончание таблицы 3.8

	Вх.	1	2	3	4	5	6	7	8	Вых.
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	4,445	3,319	2,405	1,682	1,128	0,717	0,419	0,196	0,005	-0,211
$r_k \operatorname{ctg} \gamma$	16,321	15,211	14,248	13,433	12,765	12,245	11,872	11,647	11,569	11,639
$r_k \operatorname{ctg} \gamma \cdot \ln(r_k/r_a)$	5,616	4,163	2,967	2,006	1,255	0,695	0,307	0,078	0,000	0,070
$m_i$	4,752	3,642	2,679	1,863	1,196	0,675	0,303	0,078	0,000	0,070
$J_i$	3,783	3,000	2,318	1,741	1,270	0,900	0,617	0,398	0,207	-0,010
$\Phi_i$	225	178	138	104	76	54	37	24	12	0

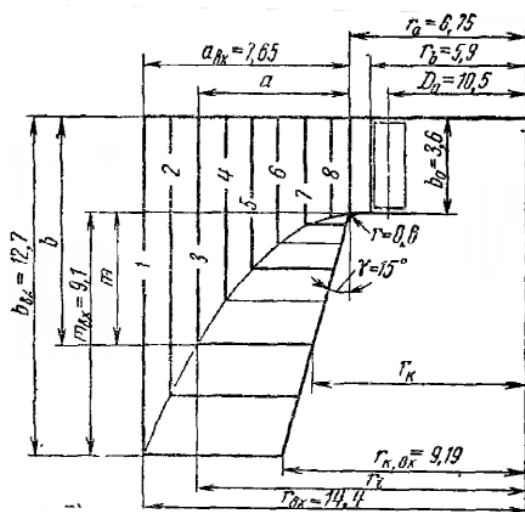


Рисунок 3.2 – Радиальные сечения бетонной спиральной камеры

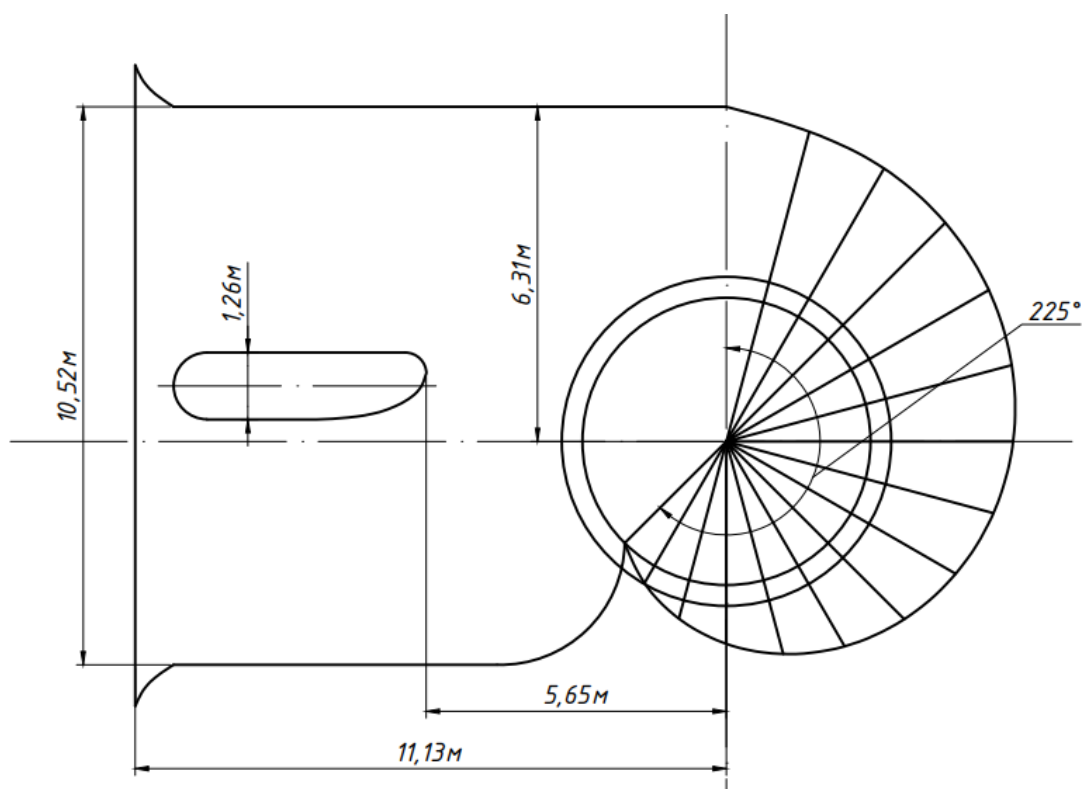


Рисунок 3.3 – План бетонной спиральной камеры



### 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

Мощность турбины:  $N = 35,3 \text{ МВт}$

Количество пар полюсов ротора:

$$p = \frac{50 \cdot 60}{n_c} = \frac{3000}{187,5} = 16 \quad (3.25)$$

При данной частоте ротора количество пар полюсов  $p=16$ , и количество полюсов равно 32.

По справочным данным выбираем гидрогенератор ВГС 650/130-32: Паспортные данные выбранного гидрогенератора приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Параметры гидрогенератора

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$P_{\text{ном}}$ , МВт	$\cos \varphi$	U, кВ	n, об/мин	КПД, %	Диаметр ротора, мм	Исполнение
ВГС 650/130 -32	45	36	0,8	10,5	187,5	97	7500	Зонтичный

### 3.6 Расчет деталей и узлов гидротурбины

#### 3.6.1 Расчет вала на прочность

Предварительно рассчитывают наружный диаметр вала:

$$D'_B \geq \left( 5,1 \frac{M_{KP}}{\tau_{дон}} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \frac{1,83}{30} \right)^{0,33} = 0,680 \text{ м} \quad (3.26)$$

где  $\tau_{дон} = 30 \text{ МПа}$ ;

$M_{KP}$  – крутящий момент, определяется по формуле:

$$M_{KP} = 0,00974 \frac{N_a}{n_c} = 0,00974 \frac{35300}{187,5} = 1,83 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.27)$$

Значение диаметра полученное по формуле (3.26), округляется до стандартного значения  $D_B = 0,7 \text{ м}$ .

#### 3.6.1 Расчет подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе  $R_{rad}$ :

$$R_{pad} = 0,8 \frac{N_a}{n_c D_1} = 0,8 \frac{35300}{187,5 \cdot 4} = 37,6 \text{ кН}. \quad (3.28)$$

Примем диаметр вала под подшипником с учетом облицовки  $d_{II} = 0,72 \text{ м}$ .  
Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{pad}}{d_{II} \cdot h_{II}} \leq [p_{y\partial}] \quad (3.29)$$

где  $h_{II}$  – высота подшипника, равная 300 мм, для данного диаметра вала.

Допускаемое  $[p_{y\partial}]$  для кольцевого подшипника:

$$[p_{y\partial}] = 29 \cdot \pi \cdot n_c \cdot d_{II} / 30 = 29 \cdot \pi \cdot 187,5 \cdot 0,72 / 30 = 410 \text{ кПа}, \quad (3.30)$$

$$p_{y\partial} = \frac{37,6}{0,72 \cdot 0,3} = 174 \leq 410 \text{ кПа}.$$

Условие выполняется.

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{pad}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos 2\alpha} = \frac{37,6}{1 + 2 \cdot \cos 45 + 2 \cdot \cos 90} = 8,53 \text{ кН} \quad (3.31)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ \quad (3.32)$$

где  $Z_{сегм}$  – количество сегментов, равное 8, для данного диаметра вала.

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{сегм} = 0,9 \cdot \pi \cdot \frac{d_{II}}{Z_{сегм}} = 0,9 \cdot \pi \cdot \frac{0,72}{8} = 0,254 \text{ м}. \quad (3.33)$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{pad}}{l_{сегм} \cdot h_{II}} \leq [p_{y\partial}]. \quad (3.34)$$

Допускаемое  $[p_{y\partial}]$  для сегментного подшипника:

$$[p_{yo}] = 50 \cdot \pi \cdot n_c \cdot d_{II} / 30 = 50 \cdot \pi \cdot 187,5 \cdot 0,72 / 30 = 707 \text{ кПа}, \quad (3.35)$$

$$p_{yo} = \frac{37,6}{0,254 \cdot 0,3} = 493 \leq 707 \text{ кПа}.$$

Условие выполняется.

Оба типа подшипников прошли проверку по работоспособности. Выбираем сегментный подшипник, так как менее трудоемок в изготовлении и удобнее в эксплуатации на ГЭС.

### 3.6.3 Выбор регулятора частоты вращения гидротурбины

По справочным данным выбираем для поворотно-лопастной турбины ЭГРК-2И1-150-4.

### 3.7 Выбор маслонапорной установки (МНУ)

Выбираем МНУ по номограмме из справочных данных. Паспортные данные выбранной установки приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Маслонапорная установка

Обозначение	Гидроаккумулятор			Насос	
	Обозначение	Вместимость, м <sup>3</sup>	Число сосудов	Обозначение	Число
МНУ2.5/1-40-2.5-2	ГА2.5/1-40	2.5	1	ЗВ16/40ГТ	2

Окончание таблицы 3.10

Насос		Электродвигатель		
Подача, л/с	Мощность, кВт	Обозначение	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин
6,23	33	4А200М2	37	2900

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Для трех гидроагрегатов выберем схему одиночный блок Г-Т и объединенный блок 2Г-2Т (Рисунок 4.1). В соответствии с температурными условиям Чарышского района, примем открытое распределительное устройство.

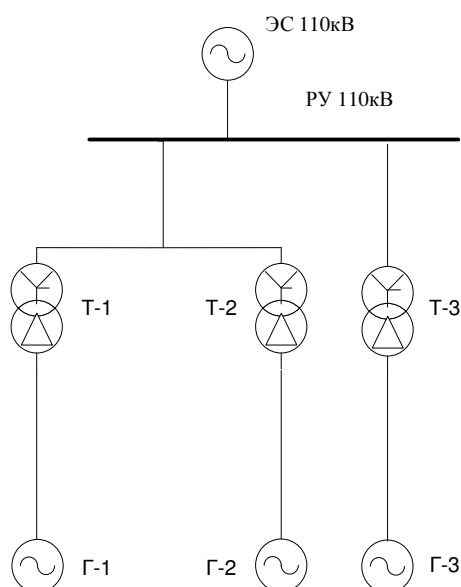


Рисунок 4.1 – Структурная схема с одним одиночным и одним объединенным блоками.

### 4.2 Выбор основного электрического оборудования ГЭС

#### 4.2.1 Выбор генераторов

Для турбины ПЛ40б-В 400 с мощностью  $N = 35.3 \text{ МВт}$  выбирается синхронный генератор ВГС 650/130-32 (Отечественный аналог – Чирюртская ГЭС-1). Характеристики генератора отображены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Паспортные данные ВГС 650/130-32

$S_{НОМ}, \text{МВА}$	$P_{НОМ}, \text{МВт}$	$U_{НОМ}, \text{кВ}$	$\cos \varphi$	$n_{НОМ},$ <i>об / мин</i>	$x_d''$	Исполнение	КПД, %
45	36	10,5	0,8	187,5	0,19	Зонтичное	97

#### 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов

Напряжение на выводах генератора  $U_{НОМ} = 10.5 \text{ кВ}$ , напряжение ПС Чарышское, через которую происходит присоединение к системе  $U_C = 110 \text{ кВ}$ . В соответствии с данными напряжениями и номинальной мощностью генератора, в качестве повышающего трансформатора используется силовой

трансформатор ТДЦ-63000/110-У1(Ун/Д) производства «Транс-Инжиниринг». Паспортные данные указаны в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные ТДЦ-63000/110-У1

$S_{НОМ}, МВА$	$U_{ВН}, кВ$	$U_{НН}, кВ$	$U_K, \%$	$P_K, кВт$	$P_X, кВт$	$I_{XX}, \%$	Габаритные размеры, мм	Масса, кг, не более
63	121	10,5	10,5	245	35	0,25	7070х 3810х 6200	88500

#### 4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для проектируемой станции малой мощности  $N_v = 106 МВт$ , принимается  $S_{СН} = 1900 кВА$ . Для обеспечения питания собственных нужд используется трансформатор ТСЗС 1000 10,5/0,4. ТСН устанавливаются в отпайки генераторов Г1 и Г3.

По каталогу ОАО "Электрозавод" выбираем трансформатор ТСЗС-1000/10 У3. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные ТСЗС-1000/10 У3

$S_{НОМ}, кВА$	$U_{ВН}, кВ$	$U_{НН}, кВ$	$U_K, \%$	Соединение обмоток	Габаритные размеры, мм	Масса, кг, не более
63	10,5	0,4	8	Д/Ун	2210х 910х 2330	3320

#### 4.2.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН

Мощность, выдаваемая со сборных шин в сеть:

$$S_{СШ} = (\Sigma S_G - S_{СН}) = 45 \cdot 3 - 1.9 = 133.1 МВА \quad (4.1)$$

где  $\Sigma S_G$  – суммарная генерируемая мощность станции;

$S_{СН}$  – мощность затрачиваемая на собственные нужды станции.

Число отходящих линий:

$$n = \frac{S_{СШ}}{P_{ПП} / \cos \varphi_C} + 1 = \frac{133.1}{30 \cdot 1.4 / 0.85} + 1 = 3.69 \quad (4.2)$$

где  $P_{ПП}$  – пропускная способность линии 110 кВ;

$\cos \varphi_C$  – коэффициент мощности в системе, принимается 0,85.

$$P_{ГП} = k_H P_{НАТ} = 1.4 \cdot 30 = 42 \text{ МВт} \quad (4.3)$$

где  $P_{НАТ} = 30 \text{ МВт}$  - натуральная пропускная способность ВЛ 110 кВ [7, Приложение 1];

$k_H = 1,4$  - коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП [7].

В соответствии с (4.2) принимаем  $n=4$ .

Рабочий ток ВЛ:

$$I_{РАБ} = \frac{S_{СИ}}{n \cdot \sqrt{3} U_{НОМ}} = \frac{133.1}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 177 \text{ А} \quad (4.4)$$

где  $U_{НОМ}$  - номинальное напряжение отходящих ВЛ.

Экономически целесообразное сечение ВЛ:

$$F = \frac{I_{РАБ}}{j} = \frac{177}{1.3} = 136 \text{ мм}^2 \quad (4.5)$$

где  $j = 1,3$  - экономическая плотность тока для алюминиевых проводов при  $T_{\max} = 1440 \text{ ч}$  [6, Таблица 1.3.36].

Выбираем провод АС 150/32 с допустимым током  $I_{ДОП} = 450 \text{ А}$ ;  $r_0 = 0.204 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,420 \text{ Ом/км}$  [11, Таблица 3.8].

Выбранный провод проверяется по нагреву.

Ток аварийного режима:

$$I_{АВАР} = \frac{S_{СИ}}{(n-1)\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{133.1}{(4-1)\sqrt{3} \cdot 110} = 236 \text{ А} \quad (4.6)$$

Тока аварийного режима меньше допустимого тока линии АС 150/32 ( $236 \text{ А} < 450 \text{ А}$ ), следовательно данный провод проходит проверку по нагреву

#### 4.2.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Количество присоединений  $k = 6$ , из которых 4 линии и два агрегатных блока. Основную стоимость электрического оборудования составляют силовые трансформаторы и выключатели, поэтому исходя из их стоимости определяются капитальные затраты по вариантам. Стоимость оборудования (Таблица 4.4) определена на основе укрупненных показателей [10].

Таблица 4.4 – Стоимость оборудования

	Трансформатор	ТСН	Выключатель
Стоимость тыс. руб.	28000	1100	7000

В соответствии с [8] примем к рассмотрению схемы шестиугольник и одну рабочую, секционированную выключателем с обходной СШ.

Рассмотрим схему «шестиугольник» (Рисунок 4.2). Количество выключателей в схеме – 6.

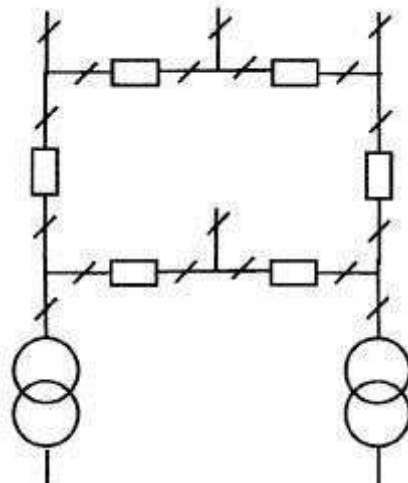


Рисунок 4.2 – Схема шестиугольник

Капитальные затраты по схеме:

$$K_{CX} = K_T + K_{CH} + K_{ОРУ} = 3 \cdot 28000.0 + 2 \cdot 1100.0 + 6 \cdot 7000.0 = 128200.0 \text{ тыс руб} \quad (4.7)$$

где  $K_T$  - капитальные затраты на трансформторы;

$K_{CH}$  - капитальные затраты на собственные нужды;

$K_{ОРУ}$  - капитальные затраты на оборудование ОРУ.

Рассмотрим схему «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин» (Рисунок 4.3). Количество выключателей в схеме – 8.

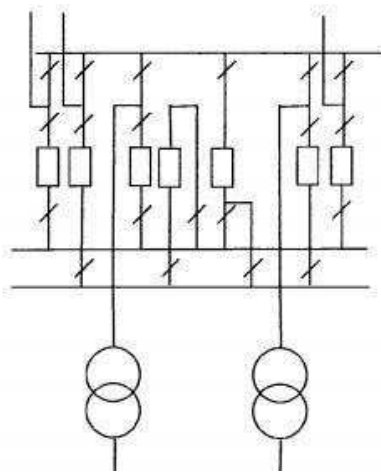


Рисунок 4.3 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин

Капитальные затраты по схеме:

$$K_{CX} = K_T + K_{CH} + K_{OPV} = 3 \cdot 28000.0 + 2 \cdot 1100.0 + 8 \cdot 7000.0 = 142200.0 \text{ тыс руб}$$

Потери в блочном трансформаторе:

$$\Delta \mathcal{E} = P_K \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ,Т}^2} \left( \frac{S^2}{U^2} \right) T_{\max} + \Delta P_{XX} \cdot 8760 = 245 \cdot \frac{121^2}{63^2} \left( \frac{45^2}{110^2} \right) \cdot 1440 + 35 \cdot 8760 = 524400 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (4.8)$$

где  $S = 45 \text{ МВА}$ , поток мощности через трансформатор;

$U = 110 \text{ кВ}$  – номинальное напряжение сети ВН;

$P_K$  – мощность короткого замыкания;

$S_{НОМ,Т}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение трансформатора;

$\Delta P_{XX}$  – потери холостого хода трансформатора;

$T_{\max}$  – число часов использования максимума мощности.

Приведенные затраты по первой схеме:

$$Z = E_H \cdot K_{CX} + I = 0,15 \cdot 128200,0 + 472,0 = 19702,0 \text{ тыс руб} \quad (4.9)$$

где  $E_H = 0,15$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для электроэнергетики [20];

$I$  – издержки производства.

$$I = \Delta \mathcal{E} \cdot y_0 = 524,4 \cdot 0,9 = 472 \text{ тыс руб} \quad (4.10)$$

где  $y_0$  – себестоимость электроэнергии на станции, принимается 0,9 руб/кВт·ч.



Приведенные затраты по второй схеме:

$$3 = E_H \cdot K_{CX} + I = 0,15 \cdot 142200,0 + 472 = 21802,0 \text{ тыс руб}$$

Приведенные затраты на сооружение ПС со схемой шестиугольник несколько ниже, но данная схема имеет меньшую надежность во время ремонтов, настройка уставок релейной защиты такой схемы сложнее. В результате технико-экономического сравнения, выбрана схема «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин»

### 4.3 Расчёт токов трехфазного и однофазного КЗ в главной схеме.

Проведем расчет в именованных единицах. Все сопротивления приведем к  $U_{\delta} = 110 \text{ кВ}$ . Схема замещения показана на Рисунке 4.4.

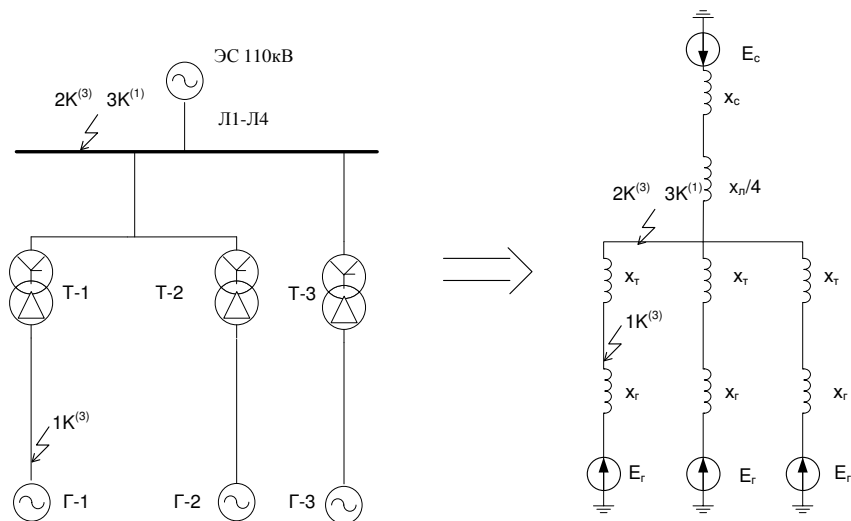


Рисунок 4.4 – Схема замещения для расчета токов КЗ

$$x_c = \frac{U_{\delta}^2}{S_K} = \frac{110^2}{150} = 80,7 \text{ Ом}, \quad (4.11)$$

$$x_r = x_d'' \frac{U_{\delta}^2}{S_{НОМ,Г}} = 0,19 \frac{110^2}{45} = 51,1 \text{ Ом}, \quad (4.12)$$

$$x_l = \frac{U_K}{100} \frac{U_{\delta}^2}{S_{НОМ,Г}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{110^2}{63} = \frac{110^2}{45} = 20,2 \text{ Ом}, \quad (4.13)$$

$$x_l = x_0 \cdot l = 0,42 \cdot 35 = 14,7 \text{ Ом}. \quad (4.14)$$

где  $x_c, x_r, x_l$  - сопротивление системы, генератора, трансформатора и линии соответственно;

$U_{\delta}$  - базисное напряжение для расчета короткого замыкания;

$S_K$  - мощность короткого замыкания системы;

$x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора;

$U_K$  - напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{НОМ,Г}$  - номинальная полная мощность генератора

$S_{НОМ,Т}$  - то же, что и в (4.8);

$x_0$  - удельное сопротивление линии;

$l$  - длина линии.

Расчет эквивалентного сопротивления относительно т. 1К (Рисунок 4.5):

$$x_1 = \frac{x_T + x_{Г'}}{2} = \frac{20,2 + 51,1}{2} = 35,65 \text{ Ом}, \quad (4.15)$$

$$x_2 = x_C + x_{Л'} / 4 = 80,7 + 14,7 / 4 = 84,38 \text{ Ом}, \quad (4.16)$$

$$x_3 = x_1 \parallel x_2 = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{35,65 \cdot 84,38}{35,65 + 84,38} = 45,26 \text{ Ом}, \quad (4.17)$$

$$x_{\Sigma}^1 = x_{Г'} \parallel x_3 = \frac{x_{Г'} \cdot x_3}{x_{Г'} + x_3} = \frac{51,10 \cdot 45,26}{51,10 + 45,26} = 24,00 \text{ Ом}. \quad (4.18)$$

где  $x_1, x_2, x_3$  - эквивалентные сопротивления, показаны на рисунке 4.5;

$x_{\Sigma}^1$  - эквивалентное сопротивление цепи короткого замыкания.

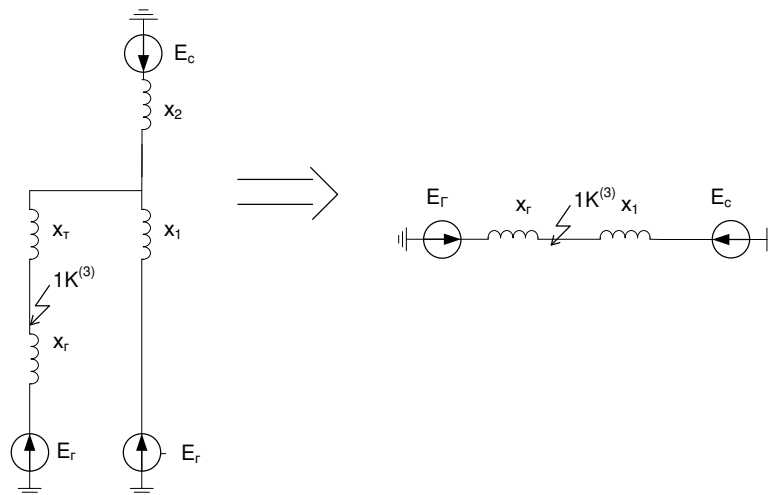


Рисунок 4.5– Эквивалентирование относительно 1К

Эквивалентное ЭДС, относительно точки 1К:

$$E_{\Sigma} = E_G = E_C = 110 \text{ кВ}. \quad (4.19)$$

где  $E_G, E_C$  - ЭДС генератора и системы.

Периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} x_{\Sigma}^1} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 24} = 2,646 \text{ кА} \quad (4.20)$$

С учетом коэффициента трансформации:

$$I_{n0}^{10,5} = \frac{I_{n0}}{K_{TP}} = \frac{2,646 \cdot 110}{10,5} = 27,720 \text{ кА} \quad (4.21)$$

где  $K_{TP}$  - коэффициент трансформации.

Расчет КЗ на СШ в т. 2К. Съема замещения с эквивалентными сопротивлениями показана на рисунке 4.6:

$$x_4 = \frac{x_T + x_G}{3} = \frac{51,1 + 20,2}{3} = 23,77 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

$$x_{\Sigma}^2 = x_2 \parallel x_4 = \frac{x_2 \cdot x_4}{x_2 + x_4} = \frac{84,38 \cdot 23,77}{84,38 + 23,77} = 18,54 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3}x_{\Sigma}^2} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 18,54} = 3,425 \text{ кА}.$$

где  $x_4$  - эквивалентное сопротивление, показано на рисунке 4.6;

$x_{\Sigma}^2$  - эквивалентное сопротивление цепи короткого замыкания.

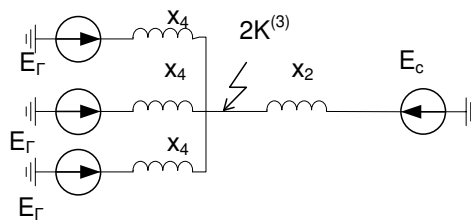


Рисунок 4.6– Эквивалентирование относительно 2К

Расчет однофазного КЗ на СШ в т 3К:

Сопротивления обратной последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности, следовательно:

$$x_{\Sigma 1}^3 = x_{\Sigma 2}^3 = x_{\Sigma}^2 = 18,54 \text{ Ом}. \quad (4.24)$$

где  $x_{\Sigma 1}^3$ ,  $x_{\Sigma 2}^3$  - эквивалентное сопротивление цепи короткого замыкания прямой и обратной последовательности.

Сопротивления нулевой последовательности:

$$x_{G0} = 0,4x_G = 0,4 \cdot 51,1 = 20,44 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

$$x_{T0} = x_T = 20,2 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

$$x_{C0} = x_C = 80,7 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

$$x_{L0} = 4,7x_L = 0,4 \cdot 14,7 = 69,1 \text{ Ом}. \quad (4.28)$$

Где  $x_{C0}$ ,  $x_{G0}$ ,  $x_{T0}$ ,  $x_{L0}$  - сопротивление системы, генератора, трансформатора и линии нулевой последовательности соответственно.

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности. Схема замещения для сопротивлений нулевой последовательности приведена на рисунке 4.7:

$$x_{01} = x_{0C} + x_{л0} / 4 = 80,7 + 69,1 / 4 = 97,98 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

$$x_{02} = \frac{x_{0T} + x_{Г0}}{3} = \frac{20,20 + 20,44}{3} = 13,55 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

$$x_{0\Sigma}^3 = x_{01} \parallel x_{02} = \frac{x_{01} \cdot x_{02}}{x_{01} + x_{02}} = \frac{97,98 \cdot 13,55}{97,98 + 13,55} = 11,90 \text{ Ом}. \quad (4.31)$$

где  $x_{01}$ ,  $x_{02}$  - эквивалентное сопротивление, показано на рисунке 4.7;

$x_{0\Sigma}^3$  - эквивалентное сопротивление цепи короткого замыкания нулевой последовательности.

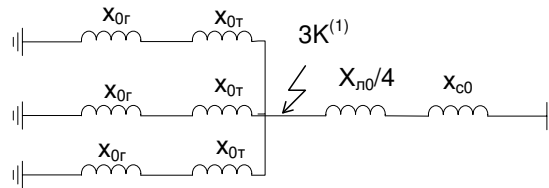


Рисунок 4.7 - Эквивалентирование сопротивления нулевой последовательности относительно 3К.

Начальная периодическая составляющая тока прямой последовательности:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{E_{\Sigma} / \sqrt{3}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{110 / \sqrt{3}}{18,54 + 18,54 + 11,90} = 1,296 \text{ кА} \quad (4.32)$$

Суммарный ток короткого замыкания:

$$I_K^{(1)} = 3 \cdot I_{n0}^{(1)} = 3 \cdot 1,296 = 3,9 \text{ кА} \quad (4.33)$$

Проведем этот же расчет, но в программном комплексе RastrWin. Скриншоты окон ПК RastrWin приведены на рисунках 4.8-4.12.

№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r 1	x 1	I 2	dI 2	r 2	x 2	I 0
1	1	3ф	1			2,6460	-90,00			0,0000				0,0000

Рисунок 4.8– Замыкание в точке 1К

№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r 1	x 1	I 2	dI 2	r 2	x 2	I 0
1	1	3ф	4			3,4248	-90,00			0,0000				0,0000

Рисунок 4.9 – Замыкание в точке 2К

№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r 1	x 1	I 2	dI 2	r 2	x 2	I 0	dI 0
1	1	1ф	4			1,2967	-90,00		1,2967	-90,00			1,2967	-90,00	

Рисунок 4.10– Замыкание в точке 3К

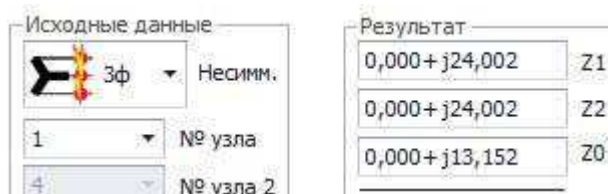


Рисунок 4.11– Сопротивление относительно 1К

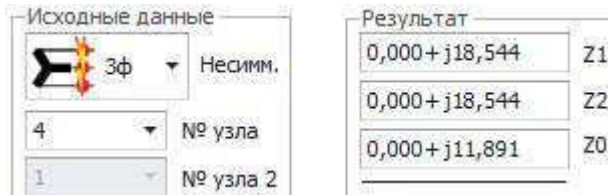


Рисунок 4.12– Сопротивление относительно 2К, 3К

Результаты расчётов тока КЗ сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5– Токи короткого замыкания

№	Тип	$I_{n0}, \text{кА}$	$I_{n0}, \text{кА (RastrWin)}$
1К(1)	3ф	27.720(2.646)	2.646
2К(4)	3ф	3.425	3.425
3К(4)	1ф	3.9(1.296)	1.297

#### 4.4 Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме

##### 4.4.1 Выбор генераторного выключателя

Генераторный выключатель выбирается по следующим условиям:

- 1)  $U_{НОМ} \geq U_{НОМ,С}$
- 2)  $I_{НОМ} \geq I_{\max,Г}$
- 3)  $I_{откл} \geq I_{n0}$

где  $U_{НОМ}$  - номинальное напряжение выключателя;

$U_{НОМ,С}$  - номинальное напряжение сети;

$I_{НОМ}$  - номинальный ток выключателя;

$I_{\max,Г}$  - максимальный рабочий ток генератора;

$I_{откл}$  - отключающая способность выключателя;

$I_{n0}$  - начальное значение тока короткого замыкания.

Максимальный рабочий ток генератора:

$$I_{\max,Г} = 1,05I_{НОМ} = 1,05 \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 1,05 \frac{45}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,6 \text{ кА} \quad (4.34)$$

где  $I_{НОМ}$ ,  $S_{НОМ}$ ,  $U_{НОМ}$  - номинальные ток, мощность и напряжения выключателя.

Выбираем вакуумный выключатель ПО «Элтехника» VF12-S-10-31.5/3150 УЗ. Характеристики выключателя в таблице 4.6.

Таблица 4.6– Паспортные данные VF12-S-10-31.5/3150 УЗ

$U_{НОМ}, кВ$	$U_{\max \text{ раб}}, кВ$	$I_{НОМ}, А$	$I_{ОТКЛ}, кА$	$I_{ПР.СКВ}, кА$	$I_{ТЕРМ}, кА$	$t_{ОТКЛ}, с$	$t_T, с$
10	12	3150	31,5	63	20	0,035	3

Проверка на динамическую устойчивость:

$$i_{y\partial}^{\Gamma} = \sqrt{2} I_n^{\Gamma} \left( 1 + e^{\frac{-0.01}{Ta_{\Sigma}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 14.7 \left( 1 + e^{\frac{-0.01}{0.052}} \right) = 37.94 \text{ кА}. \quad (4.35)$$

где  $I_n^{\Gamma}$  - ток короткого замыкания, через выключатель генератора;

$$Ta_{\Sigma} = 0.052 \text{ с при } Ta_C = 0.045.$$

С учетом трансформации:

$$I_n^{\Gamma} = \frac{I_{n0}}{K_{ТР}} = \frac{1.406 \cdot 110}{10.5} = 14.7 \text{ кА}. \quad (4.36)$$

$$i_{y\partial}^{\Gamma} < I_{ПР.СКВ}$$

$$37,94 \text{ кА} < 63 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{\text{расч}} = I_n^{\Gamma 2} (t_{ОТКЛ} + t_{P3}) = 14.7^2 (0.035 + 0.01) = 9.72 \text{ кА}^2 \text{ с}. \quad (4.37)$$

где  $t_{ОТКЛ}$  - собственное время отключения выключателя;

$t_{P3}$  - время срабатывания релейной защиты.

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2 (t_T) = 20^2 (3) = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}; \quad (4.38)$$

где  $I_{\text{ТЕРМ}}$  - ток термической стойкости выключателя;

$t_T$  - время протекания тока КЗ.

$$B_{\text{расч}} < B_{\text{КНОМ}};$$

$$9,72 \text{ кА}^2 \text{ с} < 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

#### 4.4.2 Выбор выключателя ОРУ 110 кВ

Для напряжения 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВТБ-110 У1. Паспортные данные выключателя приведены в таблице 4.7:

Таблица 4.7– Паспортные данные ВТБ-110 У1

$U_{НОМ}, кВ$	$U_{\max \text{ раб}}, кВ$	$I_{НОМ}, А$	$I_{ОТКЛ}, кА$	$I_{ПР.СКВ}, кА$	$I_{ТЕРМ}, кА$	$t_{ОТКЛ}, с$	$t_T, с$
110	126	2000	40	102	40	0,037	3

Проверка на динамическую устойчивость:

$$i_{y\partial}^{CSH} = \sqrt{2} I_n^{CSH} \left( 1 + e^{\frac{-0.01}{Ta_{\Sigma}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 3.9 \left( 1 + e^{\frac{-0.01}{0.051}} \right) = 10.05 \text{ кА}.$$

где  $I_n^{CSH}$  -ток короткого замыкания, через выключатель РУ;

$$Ta_{\Sigma} = 0.051 \text{ с при } Ta_C = 0.045.$$

$$i_{y\partial}^{CSH} < I_{ПР.СКВ};$$

$$10,05 \text{ кА} < 102 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{Красч} = I_n^2 (t_{ОТКЛ} + t_{P3}) = 3.9^2 (0.037 + 0.01) = 0.72 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{КНОМ} = I_{ТЕРМ}^2 (t_T) = 40^2 (3) = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

$$B_{Красч} < B_{КНОМ};$$

$$0.72 \text{ кА}^2 \text{ с} < 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

#### 4.4.3 Выбор разъединителей 110 и 10 кВ

Разъединители горизонтально-поворотного типа с заземлителями РГ-110/1000 УХЛ1 и разъединитель рубящего типа РВРЗ-10/4000 УЗ («Завод электротехнического оборудования»). Характеристики заземляющего устройства и разъединителя приведены в таблицах 4.8 и 4.9.

Таблица 4.8– Паспортные данные РГ-110/1000 УХЛ1

$U_{НОМ}, кВ$	$U_{\max \text{ раб}}, кВ$	$I_{НОМ}, А$	$I_{ПР.СКВ}, кА$	$I_{ТЕРМ}, кА$	$t_{ТН}, с$	$t_{ТЗ}, с$
110	126	1000	80	31,5	3	1

Таблица 4.9– Паспортные данные РВРЗ-10/4000 УЗ

$U_{НОМ}, кВ$	$U_{\max \text{ раб}}, кВ$	$I_{НОМ}, А$	$I_{ПР.СКВ}, кА$	$I_{ТЕРМ}, кА$	$t_{ТН}, с$	$t_{ТЗ}, с$
10	12	4000	125	50	3	1

Проверка разъединителя 110кВ на термическую и динамическую устойчивость:

$$B_{\text{КНОМ}}^{\text{НОЖ}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2(t_{\text{ТН}}) = 31.5^2(3) = 3977 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{КНОМ}}^{\text{ЗАЗ}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2(t_{\text{ТЗ}}) = 31.5^2(1) = 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

где  $t_{\text{ТН}}$ ,  $t_{\text{ТЗ}}$  - время протекания тока КЗ разъединителя и заземлителя.

$$B_{\text{Красч}} < B_{\text{КНОМ}};$$

$$0.72 \text{ кА}^2\text{с} < 3977 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$0.72 \text{ кА}^2\text{с} < 992 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{\text{уд}}^{\text{СШ}} < I_{\text{ПР.СКВ}}$$

$$10,05 \text{ кА} < 80 \text{ кА}.$$

Проверка разъединителя 10,5кВ на термическую и динамическую устойчивость:

$$B_{\text{КНОМ}}^{\text{НОЖ}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2(t_{\text{ТН}}) = 50^2(3) = 7500 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{КНОМ}}^{\text{ЗАЗ}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2(t_{\text{ТЗ}}) = 50^2(1) = 2500 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{Красч}} < B_{\text{КНОМ}};$$

$$9,72 \text{ кА}^2\text{с} < 7500 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$9,72 \text{ кА}^2\text{с} < 2500 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$i_{\text{уд}}^{\text{Г}} < I_{\text{ПР.СКВ}}$$

$$37,94 \text{ кА} < 125 \text{ кА}.$$

#### 4.4.4 Прочее оборудование

Резервный трансформатор СН: ТМН-1000/35;

Выключатель РТСН: ВР35НТ-35-25/1600-0/3 УХЛ1;

Трансформатор тока ТОЛ-35-III;

Разъединитель РГПЗ СЭЩ-2-III-35/1000 УХЛ1;

Предохранитель ПКТ 101-35-50-20 У1;

ОПН-110 УХЛ1 и ОПН-10 УХЛ1 с полимерной изоляцией;

Делитель напряжения емкостный электронный ДНЕЭ 110 кВ;

ВЧ-заградитель ВЗ-400-0,25;

Анализатор параметров электрической сети ППКЭ-3-50;

Шкаф синхронизации АГРУ 423860.100 с автосинхронизатором;

Волоконно-оптическая линия связи;

Низковольтные комплектные устройства 0,4кВ «Ассоль»

ТТ генератора: ТНПШ-2У3(10.5 кВ, 3000А);

ТН генератора: ЗНОЛ-10

ТН ТСН: ТОЛ-СЭЩ-10-IV-01-0,2S/5P/10P-10/10/15-100/5 УХЛ1.



## 5 Устройства РЗА

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе ГТВГС 650/130-32:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-63000/110/10.5:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;

- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
  - Защита от перегрева и потери охлаждения;
- На трансформаторе СН ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
  - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- Защита от перегрузки
  - Реле тока охлаждения
- На линиях электропередачи 110 кВ:
- Основные защиты:
    - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
  - Резервные защиты:
    - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
    - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
    - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
    - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

## 5.2 Описание защит и расчет их уставок

### 5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{CP} < 0.2 \cdot I_H$ ) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора:  $I_{НОМ} = 2600 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 3000/5 \text{ А}$ .

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{CP.0}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} f_i \cdot I_H = 0.5 \cdot 0.1 \cdot 2600 = 130 \text{ А} (0.05 I_H) \quad (5.1)$$

где  $K_{ОДН} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока для однотипных ТТ;

$f_i = 0.1$  - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 130 = 260 \text{ A } (0.1I_H) \quad (5.2)$$

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{CP} = 390 \text{ A } (0.15I_H)$

2) Коэффициент торможения  $K_T$  определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_T$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС} = 2 \cdot 0.1 \cdot 0.5 \cdot 13680 = 1368 \text{ A} \quad (5.3)$$

где  $K_{АП} = 2$  – коэффициент апериодической составляющей;

$I_{МАКС}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения:

$$I_{МАКС} = \frac{E''_{Г}}{x''_{d}} \cdot I_H = \frac{1.0}{0.19} \cdot 2600 = 13680 \text{ A} \quad (5.4)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_{МАКС}}, \quad (5.5)$$

$$K_T > \frac{1368 \cdot 2}{13680},$$

$$K_T > 0.2.$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

Принимаем уставку  $K_T = 0.3$

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{HT} = \frac{I_{CP}}{K_T} = \frac{260}{0.3} = 867 \text{ A } (0.5I_H) \quad (5.6)$$

4) Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе  $B$  должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{CP}}{K_T} = \frac{260}{0.3} = 867 \text{ A } (0.5I_H) \quad (5.7)$$

Принимаем типовое значение уставки  $B = 1,5$  (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

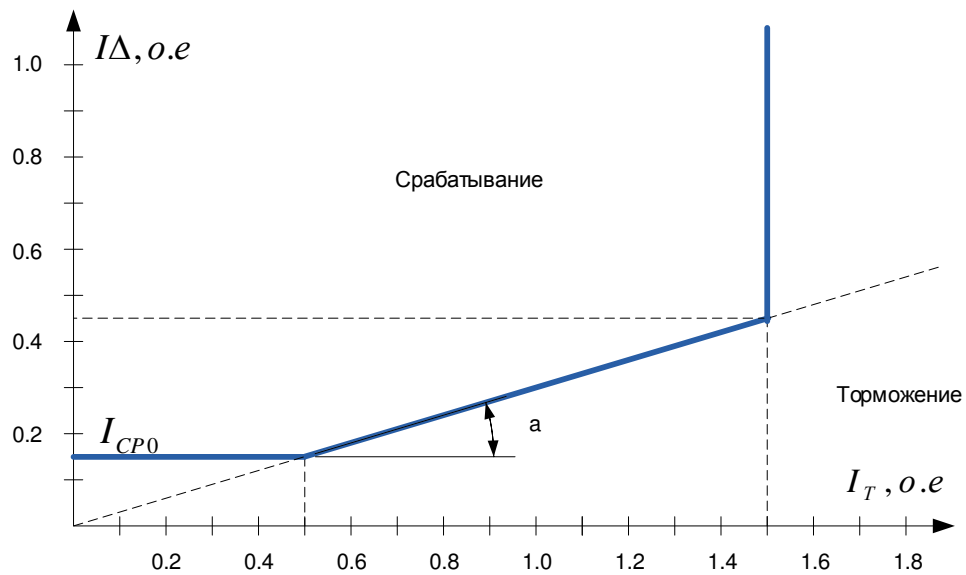


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

### 5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (U<sub>0</sub>))

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической

индукцией силового трансформатора блока  $U_{0ЭЛ.СТ.}$  при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет  $U_{0ЭЛ.СТ.}$  выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

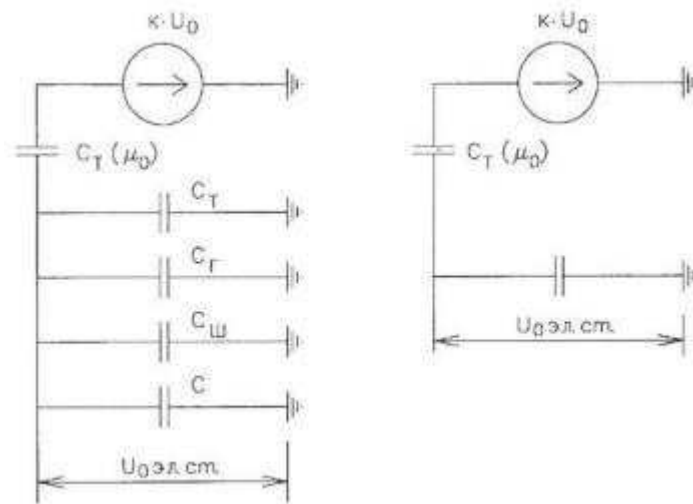


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_G$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю 0,50мкФ;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю 200пФ;

$C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{ВГ}$  – емкость генераторного комплекса на землю 0,29 мкФ.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,2 + 0,5 + 0,008 + 0,29 = 0,998 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \quad (5.8)$$

$$U_{0ЭЛ.СТ.} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.9)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью,  $K = 0.5$ ;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

$U_0$  – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} U_{НОМ ВН} / \sqrt{3} = \frac{1}{3\sqrt{3}} \cdot 121 = 23,29 \text{ кВ} \quad (5.10)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,998 = 5,7 \text{ А} \quad (5.11)$$

где  $\omega$  - угловая частота для переменного тока 50 Гц;

$U_{Л}$  - линейное напряжение.

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{0ЭЛ.СТ.} = 0,5 \cdot 23290 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,998} = 104,1 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{ТН}} \cdot U_{0ЭЛ.СТ.} \quad (5.12)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{10,5}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{3}} \cdot 104,1$$

$$U_{CP} \geq 2,71$$

где  $K_H = 1,5$  – коэффициент надежности;

$n_{ТН} = \frac{10,5}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{3}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 6 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа  $U_{03}$  уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_T$  :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.13)$$

При  $K_T = 1.1$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

### 5.2.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1.4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1.4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.14)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган U1> с уставкой  $1.2 \cdot U_H$  предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

U1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1.2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1.2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.15)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ, принимается минимальной и равной  $0.09 \cdot I_H$ .

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

### 5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_{*2}$

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H} \quad (5.16)$$

где  $I_2$  - ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,  
 $I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$  характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2} \quad (5.17)$$

где  $A = 30$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ( $I_{2\text{СИГН}}$ ) срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа  $I_{*2\text{СИГН}} = 0.07; I_{2\text{СИГН}} = 0.07 \cdot I_H$  :

2) Пусковой орган  $I_{2\text{ПУСК}}$  срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 600 \text{ с}$ .

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t_{\text{МАКС}}}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0.22 \quad (5.18)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0.22}{1.2} = 0.19 \quad (5.19)$$

где  $K_H = 1.2$  – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = I_{*2\text{ПУСК}} \cdot I_H = 0.19 \cdot 2600 = 484 \text{ А} \quad (5.20)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0.19$  :

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2} = \frac{30}{0.19^2} \approx 830 \text{ с}$$



3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки  $I_2$  с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{CP} = \frac{A}{I_{*2}^2}$$

$$A_{ИО} = 30 = I_{*2} \cdot t_{CP} \quad (5.21)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.3.

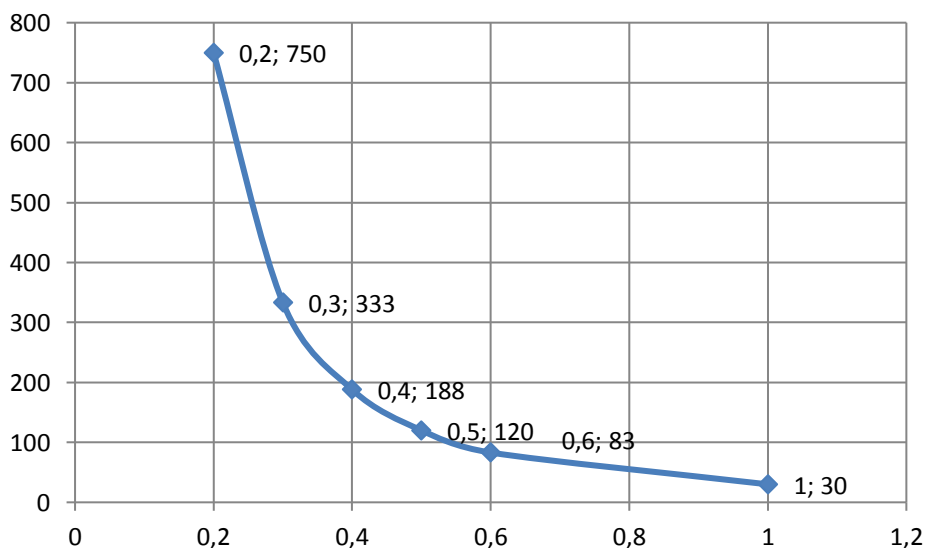


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{мин.} = 30$  с,  $t_{макс.} = 750$  с.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно

называется временем «полного охлаждения» ( $t_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{охл} = 100с$ ).

4) Орган токовой отсечки  $I_{2отс}$  срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2\text{ с.з.}} \leq \frac{I_2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{(x_d'' + x_{\Gamma} + 2x_T)} = \frac{1}{(20,85 + 20,85 + 2 \cdot 0,08)} = 0,024 \text{ о.е.} \quad (5.22)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси 0.19;  
 $x_{\Gamma}$  - сопротивление обратной последовательности генератора 0.19;  
 $x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах 0.08 .

$$I_{\text{КГ}}^{(2)} = 2I_{\text{КАЛ}} \cdot \frac{K_T}{K_{\text{ч}}} = 2 \cdot 0,024 \cdot \frac{110}{10,5} \cdot \frac{1}{1,2} = 0,42 \text{ о.е.} \quad (5.23)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{\text{КАЛ}}^{(2)} = \frac{1}{x_d + x_{\Gamma} + 2x_T + 2x_{\text{Л}}} = \frac{1}{20,85 + 20,85 + 2 \cdot 0,08 + 2 \cdot 0,055} = 0,024 \text{ о.е.} \quad (5.24)$$

С учетом трансформации симметричных составляющих тока КЗ:

$$I_{\text{КГ}}^{(2)} = 2I_{\text{КАЛ}} \cdot \frac{K_T}{K_{\text{ч}}} = 2 \cdot 0,024 \cdot \frac{110}{10,5} \cdot \frac{1}{1,2} = 0,42 \text{ о.е.}$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционного выключателя, 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.2.5 Защита от симметричных перегрузок $I_I$

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{СИГН} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 I_H. \quad (5.25)$$

где  $K_H = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t=0,9$  с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{ПУСК} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 I_H \quad (5.26)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2:

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.4.

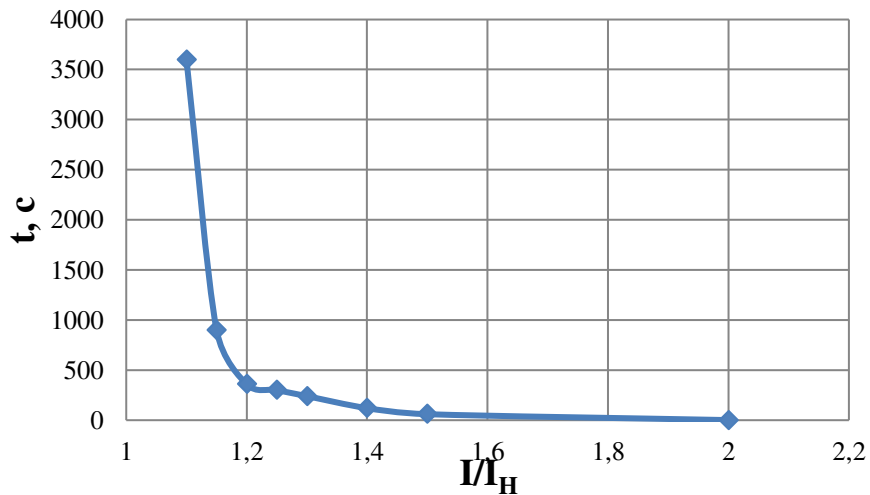


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_H}{0,98} = 1,224 I_H \quad (5.27)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66 \text{ В} \quad (5.28)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционного выключателя, 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.2.6 Дистанционная защита генератора

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока  $Z_1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Чарышская ГЭС – Чарышское:

$$Z_1 \leq 0.8 \cdot Z_T + \frac{0.8}{K_T} Z'_{1,Л} = 0.8 \cdot 20.2 + \frac{0.8}{4} \cdot 14.7 = 19.1 \text{ Ом} \quad (5.29)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z'_{1,Л}$  - сопротивление ВЛ 110 кВ;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ;

$$Z_T = \frac{U_k \cdot U_{ВН}^2}{S_H} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{110^2}{63} = 20.2 \text{ Ом} \quad (5.30)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1o.e.} \leq 0.8 \cdot Z_T + \frac{0.8}{K_T} Z'_{1,Л} = 0.8 \cdot 0.105 \cdot \frac{45}{63} + \frac{0.8}{4} \cdot \frac{45}{110^2} \cdot 14.7 = 0.071 \text{ o.e.} \quad (5.31)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1o.e.} \cdot Z_{\delta II} = 0.071 \cdot 2.45 = 0.17 \text{ Ом} \quad (5.32)$$

где  $Z_{\delta I}$  и  $Z_{\delta II}$  - базисные сопротивления первой и второй ступени:

$$Z_{\delta I} = \frac{U_{\delta I}^2}{S_H} = \frac{110^2}{45} = 268.9 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

$$Z_{\delta II} = \frac{U_{\delta II}^2}{S_H} = \frac{10.5^2}{45} = 2.45 \text{ Ом}. \quad (5.34)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0.17 \cdot \frac{3000}{\frac{5}{\frac{10.5}{0.1}}} = 0.97 \text{ Ом} \quad (5.35)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0.97 \text{ Ом}$

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 \text{ Ом/сек}$ .

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения. Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}I_H} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,6} = 2,33 \text{ Ом} \quad (5.36)$$

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения  $2 \cdot I_{B.H}$  и напряжения на зажимах статора  $0,95U_H$  (без учета насыщения):

$$I_\phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{B.H}}{I_{B.XX}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 983}{580} - 0,95}{1,1} = 2,22 \text{ о.е} \quad (5.37)$$

где  $I_{B.XX}$  – ток ротора холостого хода, А.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95U_H}{I_\phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,22} = 0,43 \text{ о.е} \quad (5.38)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95I_\phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,22} = 0,38 \quad (5.39)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\phi} = 67,67^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II}^* = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_H} = \frac{0,43}{1,1} = 0,39 \text{ о.е}, \quad (5.40)$$

$$Z_{C3II} = Z_{C3II}^* \cdot Z_{\phi II} = 0,39 \cdot \frac{10,5^2}{45} = 0,96 \text{ Ом}. \quad (5.41)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{CЗШ} = \frac{Z_{CЗШ} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,96 \cdot 3000/5}{10500/100} = 5,49 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

Принимаем уставку  $Z_{CЗШ} = 5,49 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,12 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,66 \text{ Ом}$ .

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционного выключателя, 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

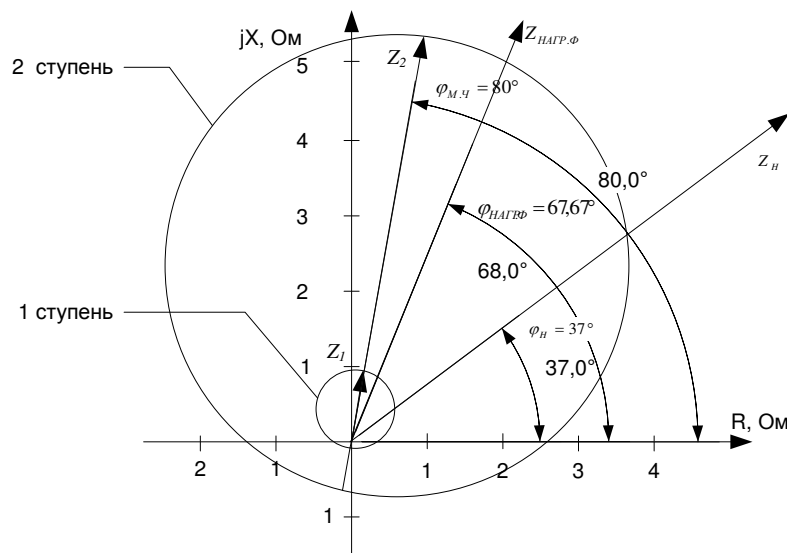


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{B.H}}{K_B} = \frac{1.05 \cdot I_{B.H}}{0.98} = 1.07 I_{B.H} \quad (5.43)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа:

$$I_{P\text{ПУСК}} = \frac{1.2 \cdot I_{B.H}}{0.98} = 1.1 I_{B.H} \quad (5.44)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ. В таблице 5.3 показаны допустимые значения перегрузки ротора по току в зависимости от времени перегрузки.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

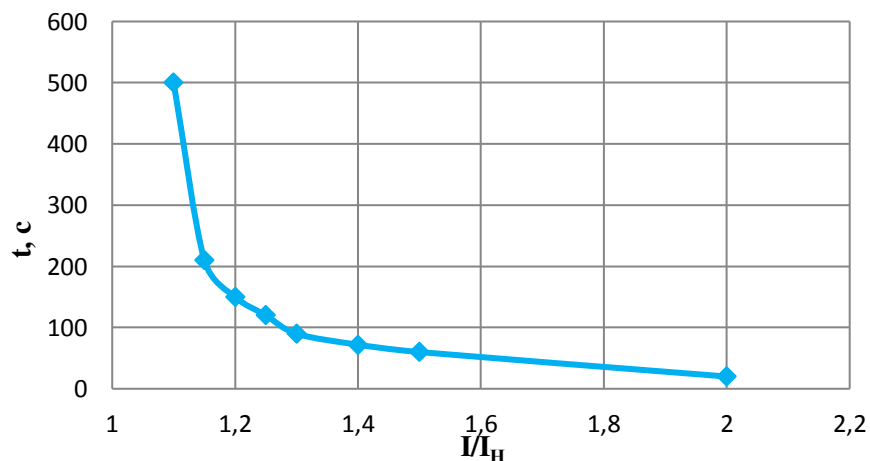


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки:



$$I_{ротс} = \frac{2,15 \cdot I_{в.н}}{0,98} = 2,19 I_{в.н} \quad (5.45)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

### 5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Для защиты генератора выбраны микропроцессорные шкафы релейной защиты и автоматики типа ШЭ1110М фирмы «Экра». Комплекс выполняется, в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит.

Для защиты системы возбуждения с вспомогательным генератором применяется шкаф защит ШЭ1113-910AG фирмы «Экра».

### 5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0.15 I_H$	0,65 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0.3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0.5 I_H$	1,45 А	
		Тормозной ток, В	$1.5 I_H$	4,34А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	6 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1.4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1.2 \cdot U_H$	120 В

Окончание таблицы 5.4

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0.07 \cdot I_H$	0,30 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0.19 \cdot I_H$	0,81 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0.42 \cdot I_H$	1,82 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1.07 \cdot I_H$	4,64 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1.1 \cdot I_H$	4,77 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1.224 \cdot I_H$	5,3 А
	$U$	ПУСК	$U_{CP}$	$0.66 \cdot U_H$	66 В
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	$0.071 \cdot Z_H$	0,97 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	$0.39 \cdot Z_H$	5,49 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_P СИГН.$	$1.07 I_{В.Н}$	1,64 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1.1 I_{В.Н}$	1,68 А
		Отсечка	$I_{РОТС}$	$2,19 I_{В.Н}$	3,35 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключение В/Г	Отключение СВ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+		+	+	+			
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$							+
		$t_2$						+	
		$t_3$	+		+	+			
	$U_0$	$t$	+		+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+		+				
		2 ступень $t_2$	+		+				

Окончание таблицы 5.5

Защиты		Отключение В/Г	Отключение СВ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение									
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО							+	
		ИО	+		+					
		ОТС I	$t_1$		+					
			$t_2$					+		
$t_3$	+			+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО							+	
		ИО	+		+					
		ОТС	$t_1$		+					
			$t_2$					+		
$t_3$	+			+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+			
			$t_2$	+		+	+			
		2 ступень	$t_1$		+					
			$t_2$					+		
			$t_3$	+		+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО							+	
		ИО	+		+					
		Отсечка	+		+					

## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

### 6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.1.1 Определение отметки гребня плотины

##### Бетонная плотина

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 590.00 + 0.65 + 0.002 + 0.6 = 591.25 \text{ м} \quad (6.1)$$

где  $a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для II класса – 0,6 м.

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla ДНА}{2} = \frac{590.00 - 549.17}{2} = 20.42 \text{ м}. \quad (6.2)$$

Высота ветрового нагона рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 1.47 \cdot 10^{-6} \frac{13^2 \cdot 1903}{9.81 \cdot 20.415} \cos 0 = 0.002 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый по формуле СП [22, Приложение Б, Б.2а]

$V_w$  – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

$L$  – длина разгона волны, м;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ( $\alpha = 0$ ).

$$k_w = 3(1 + 0.3V_w)10^{-7} = 3(1 + 0.3 \cdot 13)10^{-7} = 1.47 \cdot 10^{-6}. \quad (6.4)$$

Определяют высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая, для этого:

1. Вычисляют безразмерные комплексы  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$ .

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9.81 \cdot 1903}{3^2} = 110.5, \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9.81 \cdot 21600}{3} = 16300, \quad (6.6)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище ( $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ ).

2. Из графика [22, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0.018$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1.6$ .

Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = \frac{0.018 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0.06 \cdot 13^2}{9.81} = 0.3 \text{ м}, \quad (6.7)$$

$$\bar{T} = \frac{1.6 \cdot V_w}{g} = \frac{1.6 \cdot 13}{9.81} = 2.12 \text{ с} \quad (6.8)$$

3. Вычисляется средняя длина волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9.81 \cdot 1.04^2}{2 \cdot 3.14} = 7.0 \text{ м} \quad (6.9)$$

4. Проверяется условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ . Так как  $20.4 > 0.5 \cdot 7.0$  зона – глубоководная и пересчет  $\bar{T}$  и  $\bar{h}$  не требуется.

5. Определяется высота волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0.31 \cdot 2.1 = 0.65 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [22, Приложение А, рис. А.2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$  (для глубоководной зоны).

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка  $\nabla ГБ$ , устанавливают проектную отметку гребня плотины, наибольшую отметку из:  $\nabla ГГП$ ,  $\nabla ГБП$  и  $\nabla ГБ$ .

### 6.1.2 Гидравлические расчеты

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов (максимальных расходов в каждом году из заданного ряда наблюдений).

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

### 6.1.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС  $-Q_{ГЭС}$ . Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более 2 при числе гидроагрегатов ГЭС  $n = 3$ ;

$$Q_p = Q_{\max.расч} - Q_{ГЭС} = 849 - 236,4 = 612,6 \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (6.11)$$

где  $Q_{\max.расч}$  – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая (для II класса 1% обеспеченности);

$Q_{ГЭС}$  – расход через гидроагрегаты при пропуске расчетных расходов.

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА}(n-1) = 118,2 \cdot (3-1) = 236,4 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_6} = \frac{612,6}{35,2} = 17 \text{ м}. \quad (6.12)$$

где  $q_6$  – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_6 = 1,25q_p = 1,25 \cdot 28,2 = 35,2 \text{ м}^2 / \text{с}, \quad (1.13)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5 \cdot (5,63) = 28,2 \text{ м}^2 / \text{с}, \quad (6.14)$$

где  $h_{НБ}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla УНБ = f(Q_{НБ})$  при  $Q_{\max.расч}$   $h_{НБ} = \nabla УНБ - \nabla ДНА = 554,80 - 549,17 = 5,63 \text{ м}$ ;

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (для скального примем – 5 м/с).

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того,  $B = b \cdot n = 9 \cdot 2 = 18 \text{ м}$ , где  $n$  – число пролетов и  $b$  – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 9 м.

### 6.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

Расчет криволинейного безвакуумного водослива практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления –  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{612.6}{0.49 \cdot 18\sqrt{2 \cdot 9.81}} \right)^{2/3} = 6.3 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где  $m$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива, принимается равным 0,49 для практического профиля А [24, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{612.6}{0.49 \cdot 0.93 \cdot 1 \cdot 18\sqrt{2 \cdot 9.81}} \right)^{2/3} = 6.6 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления [24, раздел 6-3] ( $\sigma_n = 1$ , т.к. не водослив не подтоплен);

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0.2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0.2 \cdot \frac{0.7 + (2-1) \cdot 0.3}{2} \cdot \frac{6.3}{9} = 0.93 \quad (6.17)$$

где  $\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимается 0,7 для устоев с закругленными краями [24, рис. 6-10];

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины  $a$  ( $a=0,5H$ ), и от формы верховой грани быка [24, таблица 6-8, 6-9]. Для круглого очертания головки быка  $\xi_0 = 0.3$ .

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6.6 - \frac{1.1 \cdot 0.70^2}{2 \cdot 9.81} = 6.59 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где  $V_0$  – скорость подхода воды к водосливу:

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla НПУ - \nabla ДНА)(B + (n-1)\delta_0)} = \frac{612.6}{(590,00 - 549,17)(18 + (2-1) \cdot 3.5)} = 0,70 \text{ м/с}, \quad (6.19)$$

где  $\delta_0$  – толщина быка (для плотины на скальном основании – разрезной  $\delta_0 = 3.5 \text{ м}$ ).

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{cm} = 590.00 - 7.00 = 583.00 \text{ м} \quad (6.20)$$

где  $H_{cm}$  – стандартный напор, м, ближайший к  $H$  в соответствии с техническим регламентом (7,0м).

### 6.2.2.3 Построение профиля водосливной грани

По проектному напору  $H_{пр} = H_{ст}$  определяют координаты оголовка без вакуумного водослива с оголовком профиля  $A$  [24, таблица 6-12]. Табличные координаты  $x$  и  $y$  умножают на  $H_{ст}$  и строят кривую водосбросной плотины на рисунке 6.1. Табличные координаты для построения приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты оголовка водосливной плотины при  $H_{ст} = 7 \text{ м}$

X	0	0,70	1,40	2,10	2,80	3,50	4,20	4,90	5,60	6,30	7	7,70	8,40	9,10
Y	1,09	0,25	0,05	0	0,04	0,19	0,42	0,70	1,02	1,39	1,79	2,25	2,76	3,33

Продолжение таблицы 6.1

X	9,80	10,50	11,20	11,90	12,60	13,30	14	14,70	15,40	16,10	16,80	17,50	18,20	18,90
Y	3,95	4,63	5,35	6,11	6,91	7,76	8,65	9,58	10,56	11,57	12,56	13,72	14,85	16,02

Окончание таблицы 6.1

X	19,60	20,30	21	21,70	22,40	23,10	23,80	24,50	25,20	25,90	26,60	27,30	28
Y	17,23	18,27	19,77	21,09	22,45	23,84	25,26	26,73	28,22	29,74	31,30	32,89	34,30

Сопряжение водосливной грани с носком можно очертить по дуге радиусом  $R = 8.7 \text{ м}$ . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе  $H$  [24, таблица 6-14].

$$p_B = \nabla ГВ - \nabla Под = 583,0 - 546,7 = 36,3 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где  $\nabla Под = 546.7 \text{ м}$  – отметка подошвы (определена в пункте 2).

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения имели общую касательную. Для высоких плотин эта касательная образует прямолинейный участок водосливной грани.

Отметку верха быка вычисляют по формуле:



$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{cm} = 583.00 + 1.6 \cdot 7 = 594.2 \text{ м} \quad (6.22)$$

Так как отметка  $\nabla ГБ > \nabla ГВП$ , поэтому отметка гребня плотины принимается равной 594,2 м.

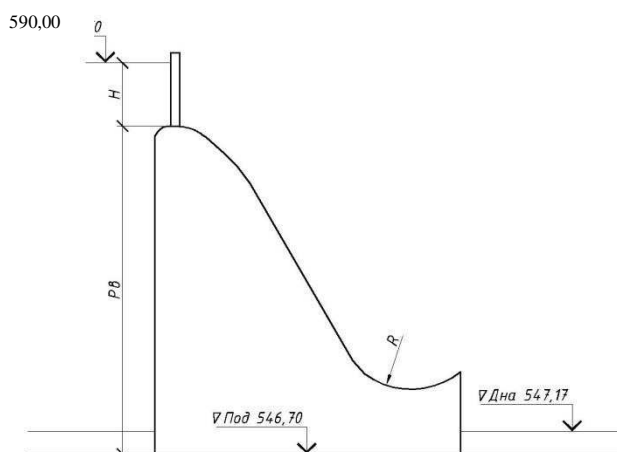


Рисунок 6.1 –Изображение водосливной плотины

#### 6.2.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим параметры гидравлического режима для прямоугольного русла в плоской постановке (на 1 п. м. ширины русла).

Вычислим критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \Sigma \delta_o)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1.1 \cdot 612.6^2}{(18 + 3.5)^2 \cdot 9.81}} = 4.5 \text{ м} \quad (6.23)$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса, принят равным 1,1.

Вычислим полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНА = 590,00 - 549,17 = 40,83 \text{ м} \quad (6.24)$$

Вычисляем отношение  $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40.83}{4.5} = 7.4$  и определяем значение

коэффициента скорости  $\varphi = 0.95$  для средней длины сливной грани (при высоте плотины от 15 до 40 м) [24, таблица 9-10].

По графику М.Д. Чертоусова [24, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяют  $\xi_c = 0.27$  и  $\xi_c'' = 2.60$ .

Вычислим сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр} = 0.27 \cdot 4.5 = 1.2 \text{ м}, \quad (6.25)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2.60 \cdot 4.5 = 11.7 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Так как  $h_c'' > h_{НБ}$  (11,7 м > 5.63 м), бьефы сопрягаются по типу отогнанного прыжка.

### 6.2.2.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для использования данного метода необходимо соблюдение двух условий [21, таблица 9]:

1. Высота плотины  $h$  более 40 м

$$h = \nabla ГП - \nabla ДНА = 594.20 - 549.17 = 45.03 \quad (6.27)$$

$$45.03 > 40$$

2. Относительная ширина створа больше чем 3

$$\frac{L_2}{h} > 3; \frac{541}{45.03} = 12.0 > 3 \quad (6.28)$$

где  $L_2 = 541 \text{ м}$  - длина створа на отметке  $\nabla ГП$ .

Так как оба условия выполняются, допустимо выполнять сопряжение бьефов данным методом.

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа вычисляется по формуле:

$$L = k_a Z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha}} \right) = 0.9 \cdot 34.0 \cdot 0.97^2 \cdot \sin 60^\circ \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{35.0}{34.0} - 1 \right) \frac{1}{0.97^2 \sin^2 30^\circ}} \right) = 51.4 \text{ м,} \quad (6.29)$$

где  $k_a$  - коэффициент аэрации потока,  $k_a = 0.9$  при  $Fr = 58$ ;

$\alpha = 30^\circ$  - угол схода струи с трамплина;

$\varphi$  - коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0.97$  при свободном полете струи [24, таблица 9-10].

$$z_0 = \nabla НПУ - \nabla УНБ = 590.0 - 555.0 = 35.0 \text{ м;} \quad (6.30)$$

$$z_1 = \nabla НПУ - \nabla носка = 590 - 556.0 = 34.0 \text{ м} \quad (6.31)$$

$\nabla носка$  принимается выше  $\nabla УНБ_{\max}$  на 1 м. Отметка  $\nabla УНБ_{\max} = 555.0 \text{ м}$  соответствует поверочному расходу  $Q_{0.1\%} = 1004 \text{ м}^3 / \text{с}$  (для II класса ГТС).

Коэффициент аэрации  $k_a$  определяется, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_n^2}{gh_n} = \frac{25.1^2}{9,81 \cdot 1.1} = 58 \quad (6.32)$$

где  $v_n$  – скорость потока на носке;

$h_n$  – высота потока воды на носке.

$$v_n = \varphi \sqrt{2gZ_1} = 0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 34,0} = 25.1 \text{ м/с} \quad (6.33)$$

$$h_n = \frac{q}{v_n} = \frac{28.5}{25.1} = 1.1 \text{ м} \quad (6.34)$$

$$q = \frac{Q}{B + \delta_o} = \frac{612.6}{18 + 3.5} = 28.5 \text{ м} \quad (6.35)$$

где  $q$  – удельный расход на водосливе.

$$\begin{aligned} Fr < 35 & \quad k_a = 1 \\ Fr \geq 35 & \quad k_a = 0,8 - 0,9 \end{aligned}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет  $L > 0,4z_0$ , ( $51,4 > 14,1$ ), где  $z_0$  – напор, создаваемый плотиной.

Глубина ямы размыва вычисляется по следующей формуле:

$$h_{раз} = t - h_{НБ} = 17.5 - 5.8 = 11.7 \text{ м} \quad (6.36)$$

где  $t$  – превышение  $\nabla УНБ$  над  $\nabla$  дна ямы размыва. Определяется по следующей формуле:

$$t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}\right) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{НБ}}{d}} \cdot h_n, \quad (6.37)$$

$$t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{58}\right) \cdot \sqrt{58} \cdot \sqrt[4]{\frac{5.8}{1}} \cdot 1.1 = 17.5 \text{ м};$$

$d$  – средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчётах принимается равной 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяется по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1} = 51,4 + \frac{17.5}{0.63} = 79,2 \text{ м} \quad (6.38)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа струи в воду

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \alpha_1 &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2g(0,5h_n \cdot \cos \alpha + a - h_{HB})}{v_n^2 \cdot \cos^2 \alpha}} \\ \operatorname{tg} \alpha_1 &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,1 \cdot \cos 30 + 6,83 - 5,8)}{25,1^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,63 \end{aligned} \quad (6.39)$$

где  $a$  – высота уступа над дном,  $a = \nabla_{\text{носка}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 556,0 - 549,17 = 6,83 \text{ м}$ .

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывтого русла равна:

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7h_{раз} = 2,5 \cdot 4,5 + 3,7 \cdot 11,7 = 54,5 \text{ м} \quad (6.40)$$

Длина горизонтального участка по дну ямы:

$$2,5h_{кр} = 2,5 \cdot 4,5 = 11,25 \text{ м}. \quad (6.41)$$

Уклон верхового откоса ямы размыва - 1:2,2, уклон низового откоса 1:1,5.

## 6.2 Конструирование плотины.

### 6.2.1 Определение ширины подошвы плотины

Профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

Оптимальный профиль бетонной плотины на скальном основании – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Практикой установлено, что при  $\frac{B_n}{h} = 0,7 \div 0,8$  ширина подошвы является достаточной по условию устойчивости сооружения против сдвига.

Высота плотины:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{Под}} = 590,0 - 546,7 = 43,3 \text{ м} \quad (6.42)$$

где  $\nabla_{\text{Под}}$  - отметка подошвы принимается на 2,5 м ниже отметки дна:

$$\nabla_{\text{Под}} = \nabla_{\text{ДНА}} - 2,5 = 549,17 - 2,5 = 546,7 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Приняв заложение низовой грани  $m=0,78$   $\left(\frac{B_n}{h} = 0,78\right)$ , определяется ширина подошвы:

$$B_n = 0.78h = 0.78 \cdot 43.3 = 33.8 \text{ м.} \quad (6.43)$$

### 6.2.2 Быки

Толщина неразрезного быка для плоских затворов назначается согласно графику [25, рис 9,18] с учетом напора на водосливе и ширины водосливного пролета  $\delta_o = 2 \text{ м}$ . Так как плотина на скальном основании, есть необходимость применения разрезных быков. Разрезной бык состоит из двух полубыков и его ширина на 1,5 м больше, чем неразрезного, поэтому  $\delta_o = 2.0 + 1.5 = 3.5 \text{ м}$ .

Ширина пазов рабочего и аварийно-ремонтного затворов принимается равной 1 м. Глубина пазов – 0,5 м. Расстояние между пазами затворов – 1 м. Бык выдвигается в ВБ на расстояние  $a = 3.5 \text{ м}$ . Бык в плане показан на рисунке 6.2, размеры указаны в метрах.

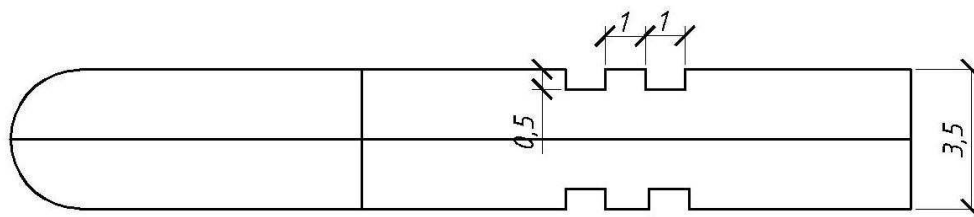


Рисунок 6.2 – Размеры разрезного быка

### 6.2.3 Разрезка плотин цементруемыми швами

С учетом климатических условий Чарышского района (средняя температура января  $-17 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ), выполняется столбчатая разрезка с цементруемыми швами. Разрезка плотины на секции выполняется по быкам.

Длина секции:

$$L_C = b + \delta_o = 9 + 3,5 = 12,5 \text{ м} \quad (6.44)$$

Разрезка секций на столбы необходима для уменьшения температурных деформаций. Назначается два столба по ширине подошвы  $\left( \frac{B_n}{2} = \frac{33.8}{2} = 16.9 \text{ м} \right)$ .

Тогда плановые размеры столбов  $12,5 \times 16,9 \text{ м}$ .

### 6.2.4 Устой

Для отделения водослива от здания ГЭС, применяется разделительный устой. Толщина устоя принимается по ширине быка, равной 3,5 м. Низовая часть выдвигается в НБ на 35 м.

## 6.2.5 Дренаж тела бетонных плотин

Принимается вертикальный дренаж. Диаметр вертикальных дренажных скважин – 20 см; Расстояние между осями дрен – 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{др}$ , а также до верхней грани продольной галереи:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр,м}} = \frac{43,3 \cdot 1,2}{25} = 2,1 м, \quad (6.45)$$

где  $H_d = \nabla НПУ - \nabla Под = 590,0 - 546,7 = 43,3 м$  – напор над расчетным сечением;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения (1,2 для сооружений II класса);

$I_{кр,м}$  – критический средний градиент напора на бетонной плотине завесе.

Для гравитационных плотин принимается равным 25.

Принимается  $a_{др} = 2,5 м$ .

## 6.2.6 Галерея в теле плотины

Назначаются две продольные галереи: одна на отметке 561,2 м, другая на 576,2 м. Дренажная и цементационная галереи на отметке 549,2 м, размером 3м на 3 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода имеют ширину 2 м и высоту 2,8 м.

## 6.3 Основные элементы плотины

### 6.3.1 Противофильтрационная завеса

Толщина противофильтрационной завесы:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H_{ас} \gamma_n}{I_{кр,м}} \geq \frac{24,3 \cdot 1,2}{25} \geq 1,2 м \quad (6.46)$$

где  $\Delta H_{ас}$  – потеря фильтрационного напора на цемзавесе (пункт 5);

$I_{кр,м}$  – критический градиент напора на завесе. Для принятого удельного водопоглощения  $q_c = 0,03 \frac{л}{мин \cdot м^2}$ , равен 25 [28, Таблица 9]. Принятая проницаемость противофильтрационной завесы более чем в 10 раз меньше проницаемости грунта основания  $q_{зр} = 0,3 \frac{л}{мин \cdot м^2}$ .

Принимается  $\delta_3 = 3 м$ .

Расстояние от напорной грани до оси цемзавесы

$$l_z = 0.1B_n = 0.1 \cdot 33.8 = 3,4 \text{ м} \quad (6.47)$$

Глубина цементационной завесы

$$h_{зав} = 0,5H = 0,5 \cdot 40.5 = 20.2 \text{ м} \quad (6.48)$$

где  $H = 40.5 \text{ м}$  –напор на плотине (пункт 6.5).

Расстояние между скважинами в ряду составляет 3 м.

### 6.3.2 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах

Дренаж выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 100 мм с шагом 3 м.

Глубина скважин:

$$h_{др} = 0,5h_{зав} = 0.5 \cdot 20.2 = 10,1 \text{ м} \quad (6.49)$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 4 м, так как меньшее расстояние является не допустимым.

### 6.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа

При сопряжении бьефов методом отброшенной струи, нет необходимости в укреплении дна нижнего.

### 6.5 Фильтрационные расчеты подземного контура

Проводится расчет для основного расчетного случая. Отметка верхнего бьефа соответствует НПУ, нижнего бьефа – УНБ<sub>min</sub> при пропуске санитарного расхода.

Построение эпюры фильтрационного противодействия для плотин на скальном основании осуществляется согласно СП[21, Таблица 5, рис. 7]. Для гравитационной плотины II класса с цементационной завесой в основании :

$$H_{ас} / H = 0.4; H_{ас} = 0.4H = 0.4 \cdot 40.5 = 16.2 \text{ м} \quad (6.50)$$

$$H_{др} / H = 0.15; H_{др} = 0.15H = 0,15 \cdot 40.5 = 6,1 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где  $H_{ас}$  - фильтрационный напор на цемзавесе;

$H_{др}$  - фильтрационный напор на дренажной завесе скважине;

$H$  – напор на плотине.

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\min} = 590,0 - 549,5 = 40,5 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где  $\nabla УНБ_{\min} = 549.5 м$  при  $Q_{САН ПОПУСК} = 50 м^3 / с$  (Приложение А).

Потеря фильтрационного напора на цементной завесе:

$$\Delta H_{as} = H - H_{as} = 40.5 - 16.2 = 24.3 м \quad (6.53)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины (Рисунок 6.3), определена в AutoCAD  $S_{\phi} = 222.7 м^2$ .

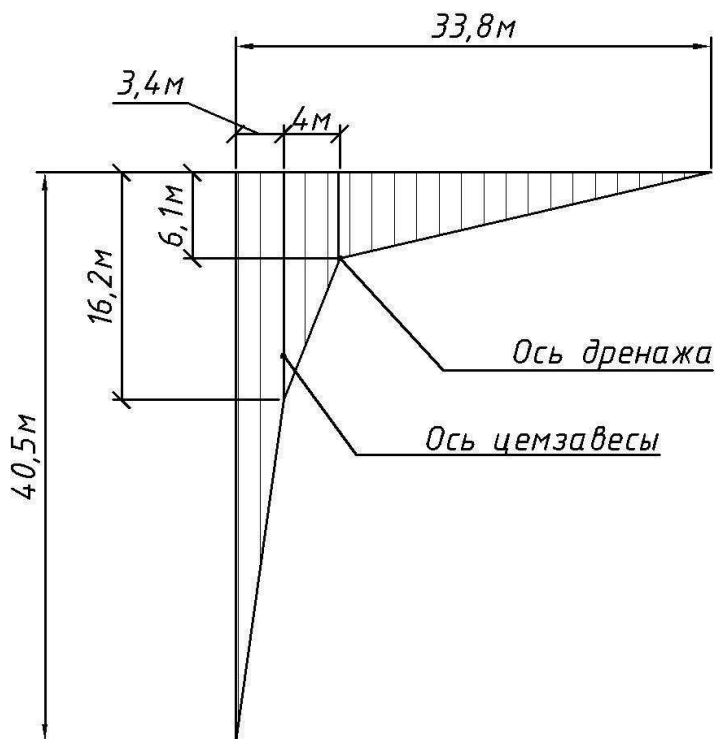


Рисунок 6.3 – Эпюра противофильтрационного давления

## 6.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

### 6.6.1 Определение сокращённого состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий

#### 6.6.1.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_b}{b + \delta_b} = \frac{670 \cdot 9 \cdot 24}{9 + 3.5} = 11570 кН / м \quad (6.54)$$

где  $S_{пл}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$\gamma_b = 24 кН / м^3$  – удельный вес бетона.



Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_B = \frac{S_B \cdot \delta_B \cdot \gamma_b}{b + \delta_B} = \frac{880 \cdot 3,5 \cdot 24}{9 + 3,5} = 5917 \text{ кН/м} \quad (6.55)$$

где  $S_B$  – площадь поперечного сечения быка.

С помощью программы AutoCAD определяется площадь поперечного сечения сооружения:  $S_{пл} = 670 \text{ м}^2$ ,  $S_B = 880 \text{ м}^2$ . Поперечный профиль плотины и быка показан на рисунке 6.4.

Точки приложения равнодействующей веса плотины ( $G_{пл}$ ) и веса быка ( $G_B$ ) и их плечи сил определяются в программе AutoCAD:  $Y_{пл} = -5,34 \text{ м}$ ,  $Y_B = -7,6 \text{ м}$ . где  $Y$  – плечо силы относительно середины расчетного сечения (подошвы).

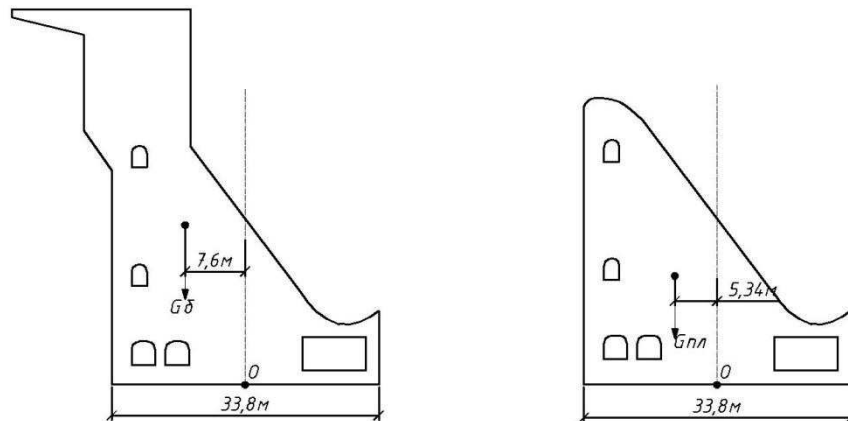


Рисунок 6.4 – Поперечный профиль плотины и быка, точки приложения сил  $G_{пл}$  и  $G_B$  относительно середины подошвы  $O$ .

Вес плоского затвора (кН) определяется по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 g \cdot f \sqrt{f} = 0,055 \cdot 9,81 \cdot 76,5 \sqrt{76,5} = 361 \text{ кН} \quad (6.56)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi ПУ - \nabla ГВ + 0,5) \cdot b = (591,0 - 583 + 0,5) \cdot 9 = 76,5 \text{ м}^2, \quad (6.57)$$

Вес 1 п.м. затвора:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{361}{9 + 3,5} = 29 \text{ кН/м} \quad (6.58)$$

### 6.6.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны ВВ( $W_B$ ) и НБ ( $W_H$ ):

$$W_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 43,3^2}{2} = 9387 \text{ кН/м}, \quad (6.59)$$

$$W_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 2,8^2}{2} = 40 \text{ кН/м}, \quad (6.60)$$

где  $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды;

$$h_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 590,0 - 546,7 = 43,3 \text{ м}, \quad (6.61)$$

$$h_2 = \nabla_{УНБ_{\min}} - \nabla_{под} = 549,5 - 546,7 = 2,8 \text{ м}. \quad (6.62)$$

### 6.6.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Взвешивающее давление на подошву плотины:

$$P_{\text{взв}} = \gamma_w h_2 = 10 \cdot 2,8 = 28 \text{ кПа/м} \quad (6.63)$$

Сила взвешивающего давления

$$W_{\text{взв}} = P_{\text{взв}} \cdot B = 28 \cdot 33,8 = 956,5 \text{ кН/м} \quad (6.64)$$

### 6.6.1.4 Сила фильтрационного давления

Для построенной в пункте 6.5 (Рисунок 6.3) эпюры фильтрационного противодавления, сила действующая на подошву плотины определяется (Рисунок 6.5):

$$W_{\phi} = \gamma_w S_{\phi} = 10 \cdot 222,7 = 2227 \text{ кН/м} \quad (6.65)$$

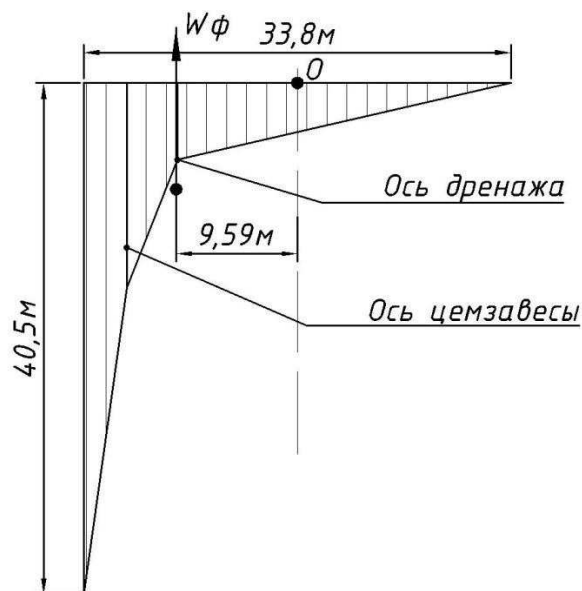


Рисунок 6.5 – Эпюра противофильтрационного давления и точка приложения силы  $W_\phi$

Точка приложения силы  $W_\phi$  (Рисунок 6.5), найдена в программе AutoCAD, плечо силы составляет 9,59 м.

### 6.6.1.5 Давление грунта

Физико-механические свойства гравийно-песчаных и гравийных грунтов приведены в [27, Приложение Б]. Условное изображение грунтов у основания плотины показано на рисунке 6.6.

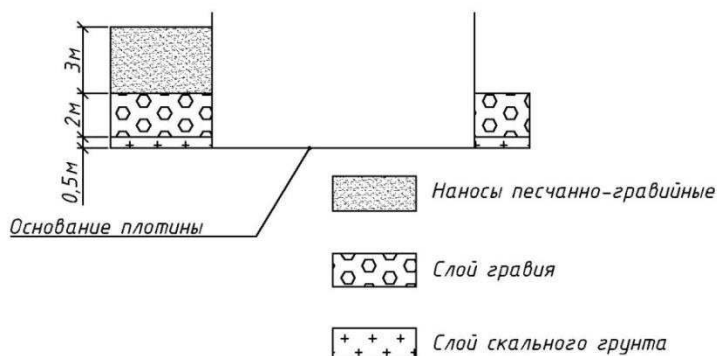


Рисунок 6.6 – Условное изображение грунтов действующих на подошву плотины

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$P_H = \gamma_H h_H \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\phi_H}{2} \right) = 12,4 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{30}{2} \right) = 12,4 \text{ кПа} \quad (6.66)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес гравийно-песчаных наносов во взвешенном состоянии;

$h_H = 3 \text{ м}$  – толщина слоя наносов;

$\phi_H = 30^\circ$  – угол внутреннего трения наносов во взвешенном состоянии.

Удельный вес наносов, взвешенных в воде, определяется:

$$\gamma_H = \gamma_H^{ecm} - (1 - n_H) \gamma_w = 19 - (1 - 0,34) \cdot 10 = 12,4 \text{ кН/м}^3 \quad (6.67)$$

где  $\gamma_H^{ecm} = 19 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов в условиях естественной влажности ;  
 $n_H = 0,34$  – пористость грунта наносов.

Удельный вес гравия взвешенного в воде:

$$\gamma_{ГРAB} = \gamma_{ГРAB}^{ecm} - (1 - n_{ГРAB}) \gamma_w = 20 - 10 \cdot (1 - 0,27) = 12,7 \text{ кН/м}^3 \quad (6.68)$$

где,  $\gamma_{ГРAB}^{ecm} = 20 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес гравийного грунта основания в условиях естественной влажности

$n_{ГРAB} = 0,27$  - коэффициент пористости гравийного грунта [28, Таблица 2].

Удельный вес скального грунта, взвешенного в воде:

$$\gamma_{СК} = \gamma_{СК}^{ecm} - (1 - n_{СК}) \gamma_w = 25 - 10 \cdot (1 - 0,01) = 15,1 \text{ кН/м}^3 \quad (6.69)$$

где  $\gamma_{СК}^{ecm} = 25 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес грунта основания в условиях естественной влажности [8, Таблица 2];

$n_{СК} = 0,01$  - коэффициент пористости скального грунта [28, Таблица 2].

Равнодействующая давления наносов:

$$E_H = (P_H h_H) / 2 = 12,4 \cdot 3 / 2 = 18,6 \text{ кН/м} \quad (6.70)$$

Боковое давление гравийного грунта со стороны слоя, пригруженного наносами:

$$P'_{ГР} = \gamma_H h_H \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{ГРAB}}{2} \right) = 12,4 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{40}{2} \right) = 8,1 \text{ кПа} \quad (6.71)$$

где  $\varphi_{ГРAB}$  – угол внутреннего трения. Для гравия  $\varphi_{ГРAB} = 40^\circ$ .

В точке на нижней границе слоя грунта гравия толщиной  $h_{ГРAB} = 2 \text{ м}$ , где действуют вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned} P''_{ГР} &= (\gamma_H h_H + \gamma_{ГРAB} h_{ГРAB}) \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{ГРAB}}{2} \right) = \\ &= (12,4 \cdot 3 + 12,7 \cdot 2,0) \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{40}{2} \right) = 13,6 \text{ кПа/м} \end{aligned} \quad (6.72)$$

Для скального грунта высотой  $h_{СК} = \nabla ДНА - \nabla Под - h_{ГРAB} = 549,2 - 546,7 - 2 = 0,5 м$ , пригруженного наносами и слоем гравия, боковое давление в точке на верхней границе грунта с гравием:

$$\begin{aligned} P'_{СК} &= (\gamma_H h_H + \gamma_{ГРAB} h_{ГРAB}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{СК}}{2} \right) = \\ &= (12,4 \cdot 3 + 12,7 \cdot 2,0) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{40}{2} \right) = 13,6 \text{ кПа/м} \end{aligned} \quad (6.73)$$

где  $\varphi_{СК}$  – угол внутреннего трения. Для скального грунта  $\varphi_{СК} = 40^\circ$

В точке принадлежащей нижней границе скального грунта боковое давление грунта:

$$\begin{aligned} P''_{СК} &= (\gamma_H h_H + \gamma_{ГРAB} h_{ГРAB} + \gamma_{СК} h_{СК}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{СК}}{2} \right) = \\ &= (12,4 \cdot 3 + 12,7 \cdot 2,0 + 15,1 \cdot 0,5) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{40}{2} \right) = 16,3 \text{ кПа/м} \end{aligned} \quad (6.74)$$

Равнодействующая активного давления грунта:

$$\begin{aligned} E_{AB} &= \frac{P'_{ГР} + P''_{ГР}}{2} \cdot h_{ГРAB} + \frac{P'_{СК} + P''_{СК}}{2} \cdot h_{СК} = \\ &= \frac{8,1 + 13,6}{2} \cdot 2,0 + \frac{13,6 + 16,3}{2} \cdot 0,5 = 29,2 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.75)$$

Пассивное давление грунтов основания на плотину со стороны НБ:

Давление слоя гравия на низовую грань:

$$P_{ПН.ГРAB} = \gamma_{ГРAB} h_{ГРAB} \operatorname{tg}^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{ГРAB}}{2} \right) = 12,7 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 + \frac{40}{2} \right) = 116,8 \text{ кПа/м} \quad (6.76)$$

Давление скального грунта, пригруженного слоем гравия:

$$P'_{ПН.СК} = \gamma_{ГРAB} h_{ГРAB} \operatorname{tg}^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{СК}}{2} \right) = 12,7 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 + \frac{40}{2} \right) = 116,8 \text{ кПа/м} \quad (6.77)$$

Давление скального грунта, пригруженного слоем гравия в точке принадлежащей нижней границе скального грунта:

$$\begin{aligned} P''_{ПН.СК} &= (\gamma_{ГРAB} h_{ГРAB} + \gamma_{СК} h_{СК}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{СК}}{2} \right) = \\ &= (12,7 \cdot 2 + 15,1 \cdot 0,5) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 + \frac{40}{2} \right) = 174,3 \text{ кПа/м} \end{aligned} \quad (6.78)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта:

$$E_{\text{ПН}} = \frac{P_{\text{ПН.ГРAB}}}{2} \cdot h_{\text{ГРAB}} + \frac{P'_{\text{ПН.СК}} + P''_{\text{ПН.СК}}}{2} \cdot h_{\text{СК}} =$$

$$= \frac{116,8}{2} \cdot 2,0 + \frac{116,8 + 174,3}{2} \cdot 0,5 = 189,6 \text{ кН/м} \quad (6.79)$$

Точки приложения сил на Рисунке 6.7, 6.8, определены в программе AutoCAD.

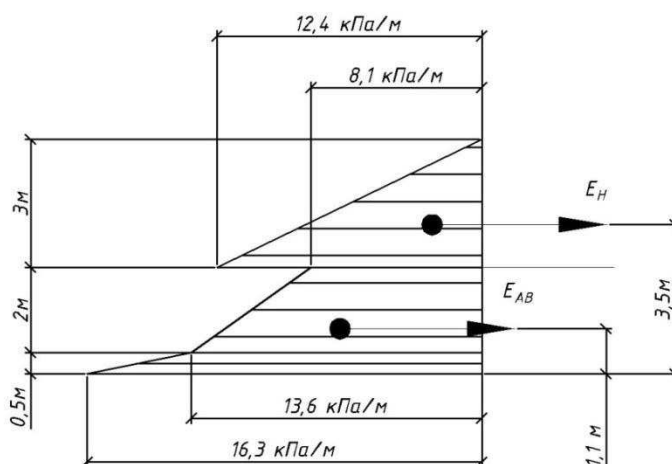


Рисунок 6.7 - Эпюра давления наносов и активного давления грунта

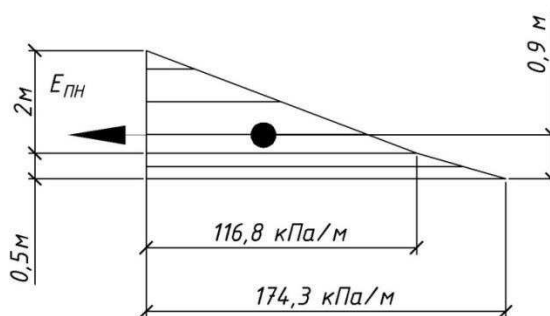


Рисунок 6.8 - Эпюра пассивного давления грунта

Плечи сил относительно середины подошвы:

Для давления наносов  $E_H$  – 3,5 м;

Для активного давления грунта  $E_{AB}$  – 1,1 м;

Для пассивного давления грунта  $E_{\text{ПН}}$  – 0,9 м.

### 6.6.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном расчетном случае может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = 0,5\gamma_w h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,65 \left( \frac{7,0}{3,14} + \frac{0,19}{2} \right) = 7,4 \text{ кН/м}, \quad (6.80)$$

где  $h_0 \approx \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,65^2}{7,0} = 0,19 \text{ м}$ .

Линия действия равнодействующей  $W_{волн}$  находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,0}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,65 = 0,87 \text{ м} \quad (6.81)$$

Плечо силы волнового давления определяют:

$$X = h_1 - y_c = 43,3 - 0,87 = 42,4 \text{ м} \quad (6.82)$$

Верхняя точка основания эпюры волнового давления относительно  $\nabla НПУ$  -  $1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 0,65 = 0,72 \text{ м}$ .

Нижняя точка основания эпюры волнового давления относительно  $\nabla НПУ$  -  $8h_{1\%} = 8 \cdot 0,65 = 5,21 \text{ м}$ .

Зная верхнюю и нижнюю точки эпюры, а также площадь эпюры ( $W_{волн}$ ), определим высоту  $x$  треугольника, которым представлена эпюра волнового давления на рисунке 6.9:

$$W_{волн} = \frac{1,1h_{1\%} \cdot x}{2} + \frac{8h_{1\%} \cdot x}{2}; \quad x = \frac{2W_{волн}}{(1,1+8)h_{1\%}} = \frac{2 \cdot 7,4}{9,1 \cdot 0,65} = 2,5 \quad (6.83)$$

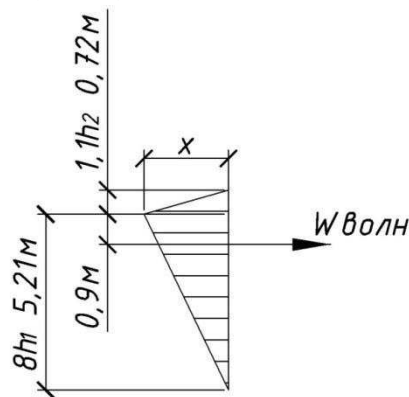


Рисунок 6.9 – Эпюра волнового давления

### 6.6.2 Оценка прочности плотины

Значения коэффициента надежности по нагрузке  $\gamma_f$  указаны в СП[23, приложение Д], СП[26, таблица 7.1, пункт 7.3] и приведены в табл.6.2.

Таблица 6.2 - Сводная таблица для расчета краевых напряжений

Сила	$\gamma_f$	Направление силы	Основное сочетание нагрузок		
			Сила, кН/м	Плечо, м	Момент, кНм/м
$W_B$	1,0	→	9387	14.4	135179
$W_H$	1,0	←	40	0,9	36
$G_B$	0,95	↓	5621	7.6	42722
$G_{nl}$	0,95	↓	10993	5.34	58705
$W_{636}$	1,0	↑	956,5	0	0
$W_\phi$	1,0	↑	2227	9.59	21360
$E_H$	1,0	→	18,6	3,5	65
$E_{AB}$	1,2	→	35	1.1	39
$E_{III}$	0.8	←	151,7	0,9	137
$W_{волн}$	1,0	→	7,4	42.4	315
$q_3$	0,9	↓	26	14.3	413
$N$	13457	М	54944		

Расчет краевых напряжений на сокращенный состав нагрузок:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6\Sigma M}{B_d^2} = -\frac{13457}{33.8} + \frac{6 \cdot 54944}{33.8^2} = -110 \text{ кПа/м}, \quad (6.84)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -110 \cdot 0 - 10 \cdot 43,3(1 - 0) = -433 \text{ кПа/м}, \quad (6.85)$$

Касательное напряжение:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (10 \cdot 43,3 - 110) \cdot 0 = 0 \text{ кПа/м}, \quad (6.86)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -110(1 + 0^2) + 10 \cdot 43,3 \cdot 0 = -110 \text{ кПа/м}, \quad (6.87)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 43,3 = -433 \text{ кПа/м}, \quad (6.88)$$

Для низовой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:



$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6\Sigma M}{B_d^2} = \frac{13457}{33.8} - \frac{6 \cdot 54944}{33.8^2} = -687 \text{ кПа/м}, \quad (6.89)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -687 \cdot 0^2 - 10 \cdot 2,8(1 - 0^2) = -28,3 \text{ кПа/м}, \quad (6.90)$$

Касательное напряжение:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 2,8 - 687) \cdot 0 = 0 \text{ кПа/м}, \quad (6.91)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -687(1 + 0) + 10 \cdot 2,8 \cdot 0^2 = -687 \text{ кПа/м}, \quad (6.92)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 2,8 = -28 \text{ кПа/м}, \quad (6.93)$$

где  $N$  – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\Sigma M$  – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

$B_d = 33,8$  – ширина подошвы (расчетного сечения);

$m_u = 0, m_t = 0$  – заложение верховой и низовой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^u, H_d^t$  – напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефов;

$\delta = 0$  – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

$\alpha = 0$  – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью.

### 6.6.3 Критерии прочности плотины и ее основания.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b$$

$$1,2 \cdot 0,9 | -687 | \leq 0,9 \cdot 20000$$

$$742 < 18000$$

где  $R_b$  – расчетное сопротивление бетона сжатию [29, табл. 3]. Для бетона класса В20  $R_b = 20000 \text{ кН/м}^2$ ;

$\gamma_{lc} = 1.0$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействия в период нормальной эксплуатации [23];

$\gamma_{cd} = 0.9$  – коэффициент условий работы, при расчетах прочности бетонных плотин для основного сочетания нагрузок и воздействий [21, табл. 6].

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\begin{aligned}\sigma_y^u &< 0 \\ -110 &< 0\end{aligned}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$\begin{aligned}|\sigma_y^u| &\geq 0.25 \gamma_w H_d^u \\ |-110| &> 0.25 \cdot 10 \cdot 43.3 = 108\end{aligned}$$

Все три критерия прочности соблюдаются.

#### 6.6.4 Обоснование устойчивости плотины

Равнодействующая сдвигающая сила:

$$\begin{aligned}F &= W_B - W_H + W_{волн} + E_H + E_{AB} = 9387 - 40 + 7.4 + 18.6 + 35 = \\ &= 9403 \text{ кН/м}\end{aligned}\tag{6.94}$$

Расчетное значение сил, сопротивляющихся сдвигу:

$$\begin{aligned}R &= (G_{пл} + G_B + q_3 - W_\phi - W_{эзс}) \cdot \text{tg} \varphi + c \cdot B + \gamma'_c E_{пл} = \\ &= (10993 + 5621 + 26 - 2227 - 956.5) + 100 \cdot 33.8 + 0.7 \cdot 151.7 = 12910 \text{ кН/м}\end{aligned}\tag{6.95}$$

где  $c = 100$  – сцепление для скального грунта;

$\gamma'_c$  коэффициент условия работы для пассивного грунта, принимается равным 0.7.

Условие для обеспечения устойчивости плотины:

$$\begin{aligned}\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} &\geq \gamma_n \\ \frac{12910 \cdot 0.95}{9403 \cdot 1.0} &= 1.30 > 1.2\end{aligned}$$

где  $\gamma_{cd} = 0.95$  при расчете устойчивости гравитационных плотин для поверхностей сдвига, проходящих по контакту бетон-скала [21, табл. 6].

## 6.7. Проектирование донного водовыпуска

Донный водовыпуск предназначен для пропуска расчётного расхода в строительный период и в период, когда эксплуатация поверхностного водосброса затруднительна или невозможна.

Определяется площадь одного водосбросного отверстия:

$$\omega_{BO} = \frac{Q_{расч}}{\mu\sqrt{2gZ}} = \frac{193}{0,8\sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 39,2}} = 8,7 \text{ м}^2 \quad (6.96)$$

где  $Z$  – это перепад между бьефами при  $Q_{расч}$ ;

$\mu$  – коэффициент расхода, равный 0,8;

$\omega_{BO}$  – площадь выходного отверстия;

$Q_{расч}$  – расход, сбрасываемый через отверстие;

$Z$  вычисляется по формуле:

$$Z = \nabla НПУ - \nabla УНБ_{Q_{расч}} = 590,0 - 550,8 = 39,2 \text{ м}. \quad (6.97)$$

$Q_{расч}$  вычисляется по формуле:

$$Q_{расч} = \frac{V_{ПОЛ}}{t_{СРАБ}} = \frac{2,9 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 193 \text{ м}^3 / \text{с} \quad (6.98)$$

где  $V_{ПОЛ} = 2,9 \text{ км}^3$  – полезный объем водохранилища;

$t_{СРАБ} = 6 \text{ месяцев}$  – время сработки полезного объёма.

Диаметр водовыпуска равен:

$$d_{BO} = 2\sqrt{\frac{\omega_{BO}}{\pi}} = 2\sqrt{\frac{8,7}{3,14}} = 3,3 \text{ м} \quad (6.99)$$

Принимается одно донное водосбросное отверстие круглого сечения с диаметром 4 м. Под донный водовыпуск будет запроектирован отдельный пролёт на водосливной плотине для удобства маневрирования глубинными затворами.

## **7 Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности, по охране окружающей среды**

### **7.1 Мероприятия по охране труда**

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Обеспечение безопасной эксплуатации ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основными из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 13 июля 2015 года)», а также РД 153-34.0-03.205-2001.

Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа величин контролируемых показателей.

### **7.2 Мероприятия пожарной безопасности**

Требования к пожарной безопасности изложены в федеральном законе от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. На ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

– организация изучения и выполнения правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установление противопожарного режима, соответствующего их пожарной опасности, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- установление порядка регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории. Кроме того, все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности (инструктажи, тренировки, проверки знаний по противопожарной безопасности).

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта. Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются гидрогенераторы, трансформаторы, кабельные сооружения, станционное маслохозяйство.

### **7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Чарышского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;

2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия попадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться попадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 5км от ГЭС находится населенный пункт – п.Сентелек, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Чарыш от сбросов Чарышской ГЭС ниже по течению реки.

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Определение объёмов генерации производства

Выручка от реализации электроэнергии формируется исходя из тарифа на электроэнергию и объема реализованной электроэнергии, учитывая затраты на собственные нужды.

Оценка объёмов продаж представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов продаж в первые годы выпуска электроэнергии

Наименование	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	80	106	106	106
Число часов установленной мощности, час	3500,00	3500,00	3500,00	3500,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	280678,27	370440,00	370440,00	370440,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,50	1,50	1,50	1,50
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	4210,17	5556,60	5556,60	5556,60
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	276468,10	364883,40	364883,40	364883,40
Тариф на электроэнергию, руб/МВт·ч	1007,00	1042,00	1077,00	1110,00
Выручка от реализации электроэнергии, руб	23200281,22	31684041,90	32748285,15	33751714,50
НДС к выручке, руб	3539025,95	4833158,93	4995501,12	5148566,62

Установленная мощность в 2021 году увеличивается с вводом ГА3.

### 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Текущими расходами или издержками производства называются затраты на производство продукции. Когда создание продукции связано с обслуживанием технических устройств, текущие затраты называют эксплуатационными расходами. При этом экономическая сущность едина – это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Текущие расходы формируются в соответствии с заданной производственной программой, в данном курсовом проекте формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Переменные расходы определяются исходя из произведения норматива переменных расходов определенного вида на соответствующий стоимостной или натуральный объем.

Постоянные расходы рассчитываются отдельно для каждого интервала планирования и не пропорциональны объему продаж или производства.

Расходы рассчитывались для каждого из рассматриваемых вариантов.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) - 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты,) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Ставка эксплуатационных расходов определяется согласно [32, таблица 1] для плотинной ГЭС менее 999 МВт. Эксплуатационные расходы во второй год эксплуатации (2021г.) представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Величина, млн. руб
Фонд оплаты труда	255,2	27,01
Прочие расходы	274,0	29,00
Итого	529,0	56,01

Исходя из величины инвестиций, определяем отчисления на ремонт основных производственных фондов. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 3 и определены согласно [32, таблица 1] для установленной мощности от 100 до 399 МВт.

Таблица 8.3 - Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25 лет	0,14
Свыше 25 лет	0,20

Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 8.4. В таблице 8.5 приведены текущие затраты по гидроузлу за первые два года производства.



Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135380,000 руб./МВт	14,33
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб./МВт·ч	1,00
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб./МВт·ч	0,29
Итого		15,62

Таблица 8.5 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

Наименование	в млн. руб.	
	2020	2021
Амортизационные отчисления	16,64	18,51
Расходы на страхование	16,62	17,77
Эксплуатационные расходы	42,44	56,01
Расходы на ремонт производственных фондов	1,04	11,11
Расходы на услуги регулирующих компаний	11,90	15,62
Налог на воду	3,25	43,36
Итого	91,80	11,31

Таблица за весь период приведена в приложении В. Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.2.



Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат, %

Из круговой диаграммы видно, что меньшая часть затрат предприятия связана с ремонтом производственных фондов, а наибольшая часть связана с эксплуатационными затратами. Такие результаты обусловлены ставками продиктованными едиными сценарными условиями РусГидро.

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы это - расходы государства в результате установления налоговых льгот, предусмотренных законом. После завершения строительства налоги являются крупными оттоками денежных средств. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Введения льготного периода существенно повлияет на показатели эффективности ГЭС.

Учтены следующие виды налогов:

- НДС - 18% (от добавленной стоимости);
- взносы в социальные фонды - 34% (от фонда оплаты труда);
- налог на имущество - 2,2 % (от среднегодовой стоимости имущества);
- налог на прибыль - 20 % (от налогооблагаемой прибыли);
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы за первые годы эксплуатации (2020-2022г.), при отсутствии льгот за период с 2018 по 2019 годы, приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Налоговые расходы

Наименование	в млн. руб.		
	2020	2021	2022
Налог на прибыль	98,45	149,42	157,32
НДС	48,70	147,70	154,75
Взносы в социальные фонды	4,01	2,65	2,65
Налог на имущество	31,58	40,22	39,81

Резкое снижению взносов в социальные фонды связано с окончанием строительных работ и снижении числа рабочего персонала. Взносы в социальные фонды – наименьшая составляющая налоговых расходов. Это происходит потому, что взносы в соц. фонды зависят от зарплаты персонала, которая имеет сравнительно малое значение.

### 8.4 Оценка суммы прибыли

Основной формой, которая показывает производственную деятельность Чарышской ГЭС по производству электроэнергии, является “Отчет о прибылях и убытках”. Главной целью оценки суммы прибыли является определение величины отпускного тарифа на электроэнергию ГЭС, величина которого удовлетворяла бы следующие условия Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9).

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

в млн. руб.

Наименование	2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто)	76,73	98,41	101,72	104,82
Текущие расходы	9,19	11,34	11,34	11,40
ЕВИТ (прибыль до налогообложения)	67,55	87,07	90,38	93,42
Скорректированный налог на прибыль	13,51	17,41	18,08	18,68
НОРАТ (чистая прибыль)	54,04	69,66	72,30	74,73
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0

Из таблицы 8.7 видно, что значительная часть прибыли (от 13,5 млн. руб. и более) идет на уплату налога на прибыль.

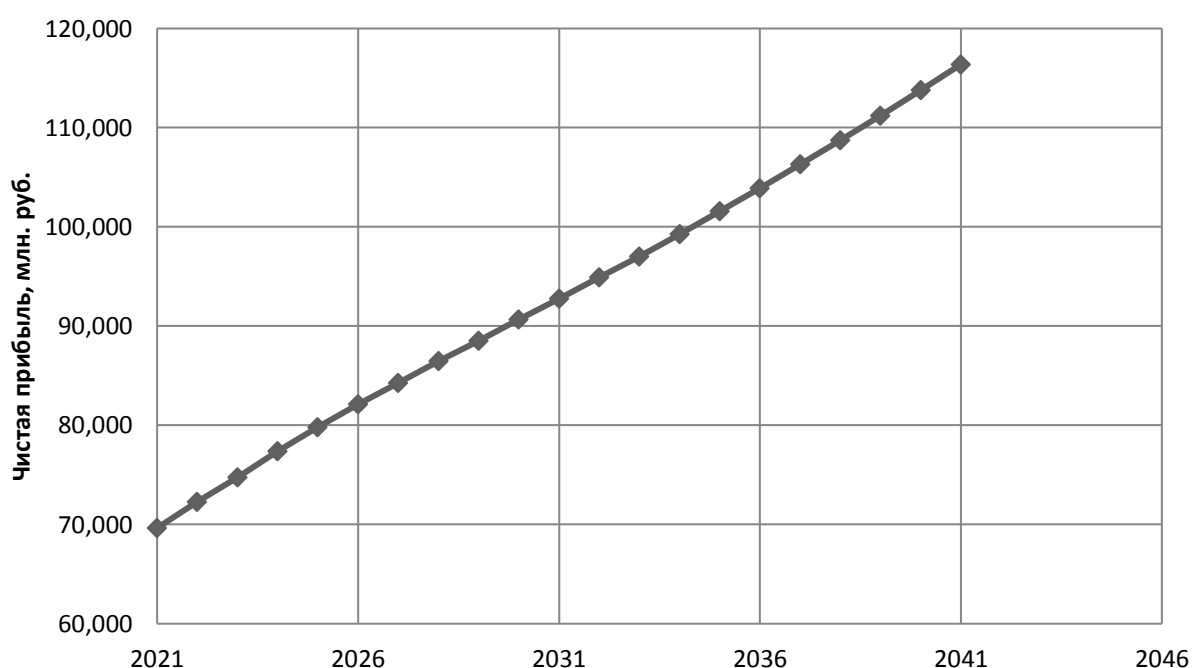


Рисунок 8.3 – Чистая прибыль, млн. руб.

Из графика (Рисунок 8.3) видно, что чистая прибыль появляется в 2021 г, в связи с окончанием строительства выхода на проектную мощность, рост обусловлен ценами и тарифами для объектов генерации.

### 8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9).

## 8.6 Методология, исходные данные

Расчеты курсового проекта производились с использованием программного продукта ProjectExpert. Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для ГЭС на реке Чарыш мощностью 106 МВт составляет 24 лет, вплоть до 2042г. в соответствии с ЕСУ ПАО «РусГидро» [32].

- используемая финансовая модель при оценке эффективности отражает реальную ситуацию, сложившуюся к данному времени на российском рынке.

Допускается, что во время реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих законов.

Использование электроэнергии Чарышской ГЭС в ОЭС Сибири определено на основании покрытия перспективных уровней электропотребления 2018-2020 годов.

Рост тарифа на электроэнергию для РСВ ОЭС Сибири принят в соответствии с прогнозом тарифов и цен для объектов генерации принят в соответствии с ЕСУ ПАО «РусГидро» [32].

## 8.7 Коммерческая эффективность

Целью расчета является определение прогнозного отпускного тарифа на электроэнергию ГЭС, обеспечивающего необходимую норму доходности на затраты заказчика, реализующего инвестиционный проект строительства Чарышской ГЭС с позиции коммерческой эффективности.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

На основании данных (Таблица 8.8) можно считать, что наш проект экономически целесообразен, так как срок окупаемости проекта менее 7 лет, станция имеет малую себестоимость электроэнергии (0,12 руб.), а также сравнительно небольшие удельные капиталовложения (18035,66 руб/кВт).

Таблица 8.8 - Основные показатели эффективности реализации проекта

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования. %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	61
Чистый приведенный доход – NPV	3316349548
Индекс прибыльности – PI	3,11
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	0,12
Удельные капиталовложения, руб./кВт	18035,66

## 8.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на

основании определения потока бюджетных средств.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

в млн. руб.

Годы	2020	2021	2022
Налоговые поступления	181,99	341,66	356,27
В федеральный бюджет	150,40	301,45	316,47
В региональный бюджет	31,58	40,22	39,81

Налоговые поступления изменяются скачкообразно, а потом постепенно, так как являются суммой налогов, следовательно, преимущественно зависят от прибыли и имеют аналогичную динамику.

### **8.9 Анализ чувствительности**

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса доходности к изменениям:

- цены электроэнергии и мощности;
- ставки дисконтирования;
- ставки налогов, объемов инвестиций;

Оценка влияния ставки дисконтирования, объема инвестиций и ставки налогов на величину прогнозного NPV приведена на рисунках 8.4, 8.5 и 8.6.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определены экспертно.

Уменьшение ставки дисконтирования и объема инвестиций уменьшает величину доходности проекта, а при увеличении объема сбыта выработки электроэнергии доходность проекта увеличивается.

По результатам расчета видно, что при ставке дисконтирования равной 0, доход предприятия увеличивается до 5 раз.

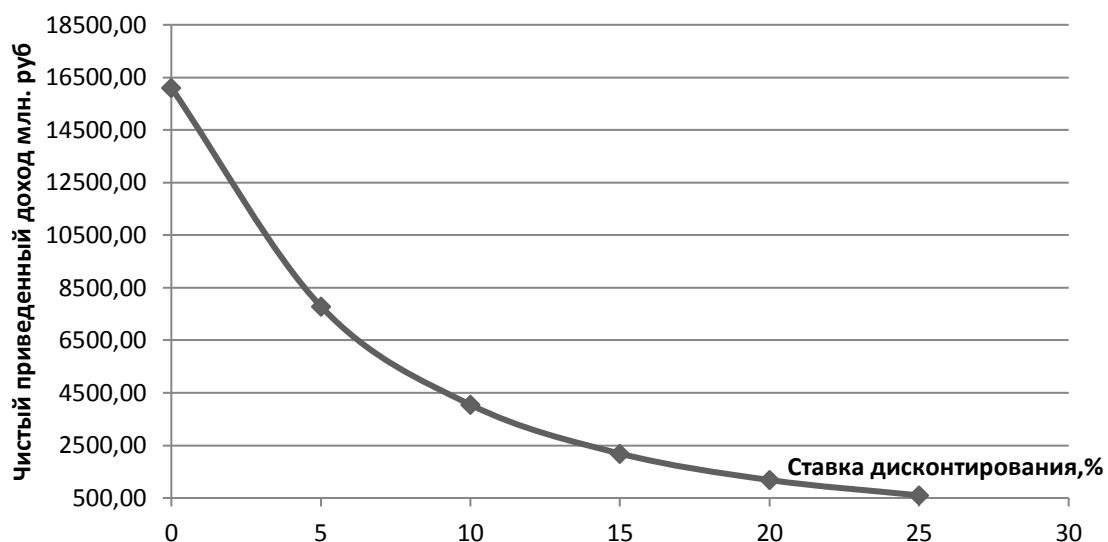


Рисунок 8.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Зависимость NPV от ставки дисконтирования обратно пропорциональная, поэтому наибольшее падение доходов наблюдается от 0 до 10.

Изменение NPV в зависимости от выбранных параметров показано на рисунках.

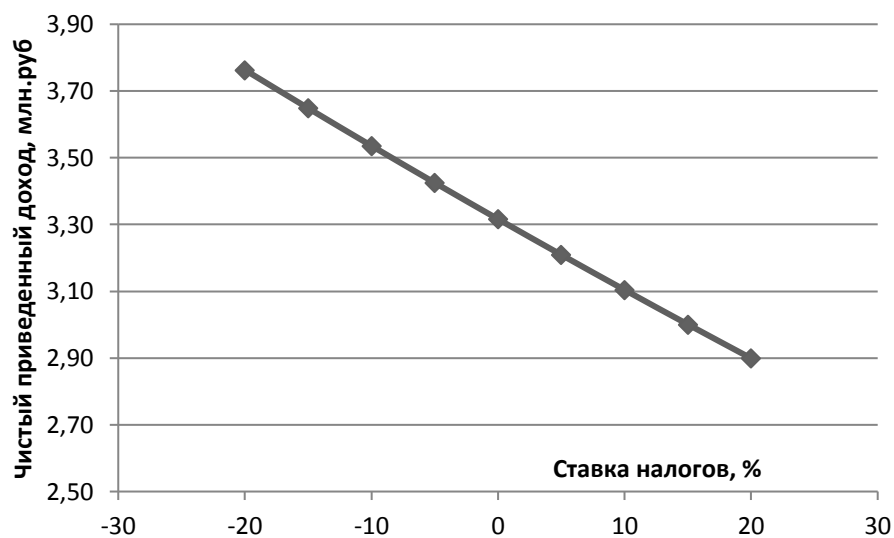


Рисунок 8.5 – Изменение NPV в зависимости от ставки налогов

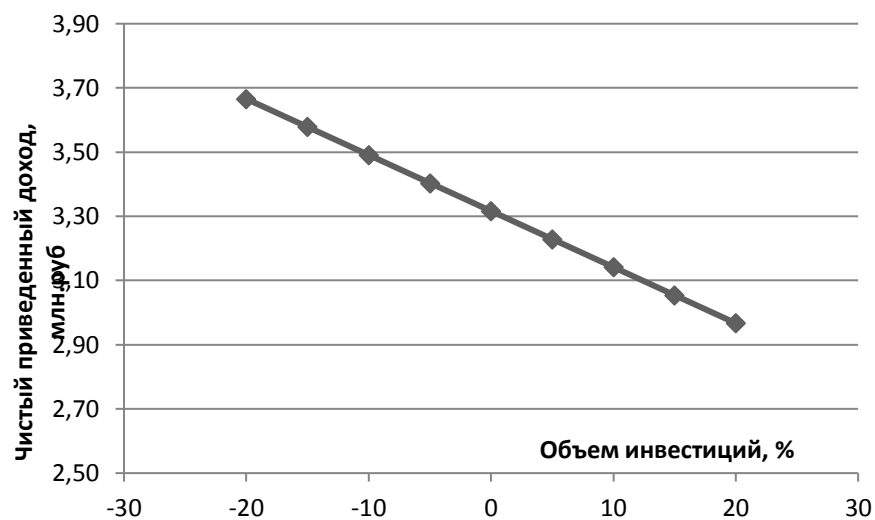


Рисунок 8.6 – Изменение NPV в зависимости от объема инвестиций

По приведенным графикам видно, что рост объемов инвестиций снижает доход проекта, при неизменном объеме сбыта. Увеличение цены на продаваемую электроэнергию и мощность повышает доход. Изменение ставки налогов, также, как и объема инвестиций отрицательно влияет на эффективность проекта.

## **9 Схемы и выбор оборудования сети оперативного постоянного тока (СОПТ) для ГЭС и РУ. Разработка схемы для проектируемой ГЭС**

### **9.1 Общие требования к схеме и оборудованию системы оперативного постоянного тока**

СОПТ должна обеспечивать питание устройств РЗА, управления выключателей, сигнализации.

Питание потребителей СОПТ должно быть резервировано. Схема организации СОПТ должна обеспечивать питание взаиморезервируемых устройств и цепей по гальванически не связанным, независимым цепям СОПТ. Срок службы оборудования, используемого в СОПТ, должен быть не менее чем 20 лет. Напряжение на шинах ЩПТ в нормальных условиях эксплуатации допускается поддерживать на 5 % выше номинального напряжения.

Для заряда/подзаряда аккумуляторных батарей (АБ) должна предусматриваться возможность параллельной работы двух зарядно-подзарядных устройств, обеспечивающих стабилизацию напряжения на шинах постоянного тока с отклонениями, не превышающими +/- 1% номинального напряжения. Мощность и напряжение выпрямительных устройств должны быть достаточными для заряда аккумуляторной батареи до емкости, равной 90% номинальной, в течение не более 8 часов (после предшествующего разряда батареи).

Оба ЗПА должны быть нормально включены в работу и обеспечивать:

- режим «горячего резерва»;
- проведение уравнивающего заряда АБ в автоматическом режиме;
- интеграцию в АСУ ТП ПС.

Для каждой АБ следует предусматривать отдельный щит постоянного тока (ЩПТ). Каждый ЩПТ должен иметь не менее двух секций питания устройств РЗА и ПА.

Питание оперативным током вторичных цепей каждого присоединения следует осуществлять через отдельные предохранители или автоматические выключатели (применение последних предпочтительно).

Питание оперативным током цепей релейной защиты и управления выключателями каждого присоединения должно предусматриваться, как правило, через отдельные автоматические выключатели или предохранители, не связанные с другими цепями (сигнализация, электромагнитная блокировка и т. п.). Допускается совместное питание цепей управления и ламп сигнализации положения управляемого аппарата. Питание оперативным током вторичных цепей каждого присоединения следует осуществлять через отдельные предохранители или автоматические выключатели (применение последних предпочтительно).

Питание оперативным током цепей релейной защиты и управления выключателями каждого присоединения должно предусматриваться, как правило, через отдельные автоматические выключатели или предохранители, не связанные с другими цепями (сигнализация, электромагнитная блокировка и



т. п.). Допускается совместное питание цепей управления и ламп сигнализации положения управляемого аппарата.

Согласно СТО РусГидро 01.01.78-2012 для станций мощностью менее 500 МВт с ОРУ 110 кВ рекомендуется применять одну АБ и два ЗПУ.

ЩПТ должен состоять из двух секций шин для отдельного питания микропроцессорных устройств (МП) защит и приводов выключателей. Для питания МП устройств допускается применение устройств стабилизации напряжения, устанавливаемых на соответствующей секции шин ЩПТ.

С учетом требования стандартов и близости ОРУ (100 м) примем централизованную структуру СОПТ.

## 9.2 Приблизительный состав электроприемников постоянного тока

- Устройство начального возбуждения вспомогательного генератора (10А)
- Электромагнит ВГТ-110 (10 А)
- Электромагнит VF 12 (1А)
- Аварийное освещение (37 А)
- Терминалы защит «Экра» генератора (0,3 А/5А пиковый).
- Терминалы защиты оборудования ОРУ (2,8 А)
- Система автоматизированного управления (САУ) при потере питания собственных нужд (26 А)

Нагрузка аварийного освещения определяется исходя из данных проекта реконструкции системы оперативного постоянного тока Камской ГЭС с корректировкой на размер станции

Нагрузка САУ определяется исходя из данных проекта реконструкции системы оперативного постоянного тока Камской ГЭС с корректировкой на количество агрегатов.

На основе данных о потреблении электроприемников составим график аварийного разряда (Рисунок 9.1)

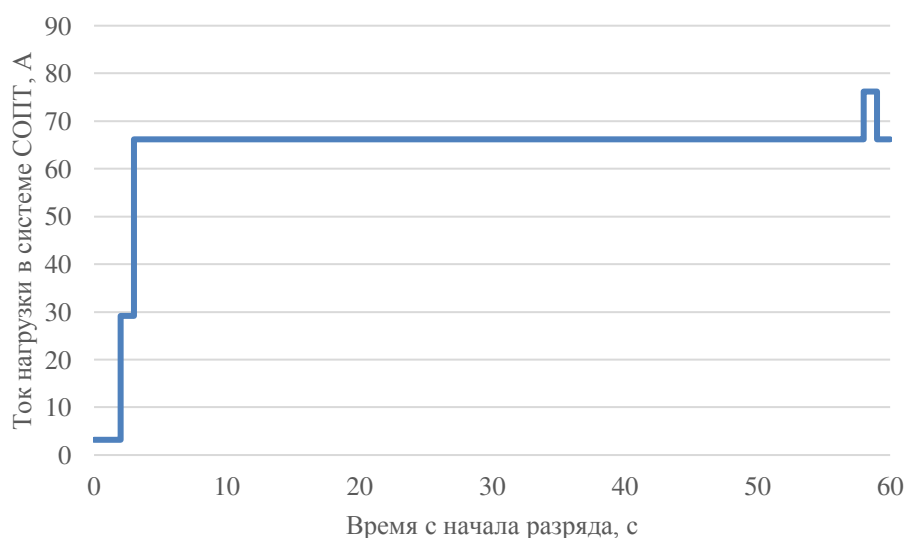


Рисунок 9.1 – Двухступенчатая диаграмма разряда

Питание потребителей осуществляется от местных щитов постоянного тока, в соответствии с расположением потребителей оперативного постоянного тока следует установить:

- Шкаф постоянного тока ОРУ
- Шкаф постоянного тока КРУ 10 кВ
- Шкаф постоянного тока ЦПУ
- Шкаф постоянного тока генератора Г1 ШРОТ-Г1
- Шкаф постоянного тока генератора Г2 ШРОТ-Г2
- Шкаф постоянного тока генератора Г3 ШРОТ-Г3

### 9.3 Выбор схемы питания потребителей

Первый вариант:

Схема приведена на рисунке 9.2. Использование одной АБ и одного ЩПТ секционированного выключателем.

К каждой секции подключено УЗП, получающее питание от ОСН СН.

Возможно объединение секций ЩПТ с помощью секционного выключателя

Имеется неявное резервирование потребителей СОПТ от соседней секции ЩПТ.

Ввод питания от АБ выполнен через два автоматических выключателя.

Преимущества:

Два УЗП включены на параллельную работу по схеме «Горячего резерва». При выходе из работы одного устройства второе осуществляет питание нагрузки.

Схема питания потребителей позволяет осуществлять питание потребителей от любой секции ЩПТ.

При ремонте автоматического выключателя ввода от аккумуляторной батареи можно осуществить питание по второму вводу.

Недостатки:

При выходе из строя АБ, питание осуществляется только от зарядных устройств, следовательно необходимо контролировать уровень пульсации напряжения на шинах СОПТ (не более 0,5%) для обеспечения нормальной работы микропроцессорных устройств в том числе АСУ ТП, РЗА, ПА.

При выходе из строя ЩПТ питание потребителей этого щита невозможно восстановить до момента устранения неисправности самого ЩПТ.

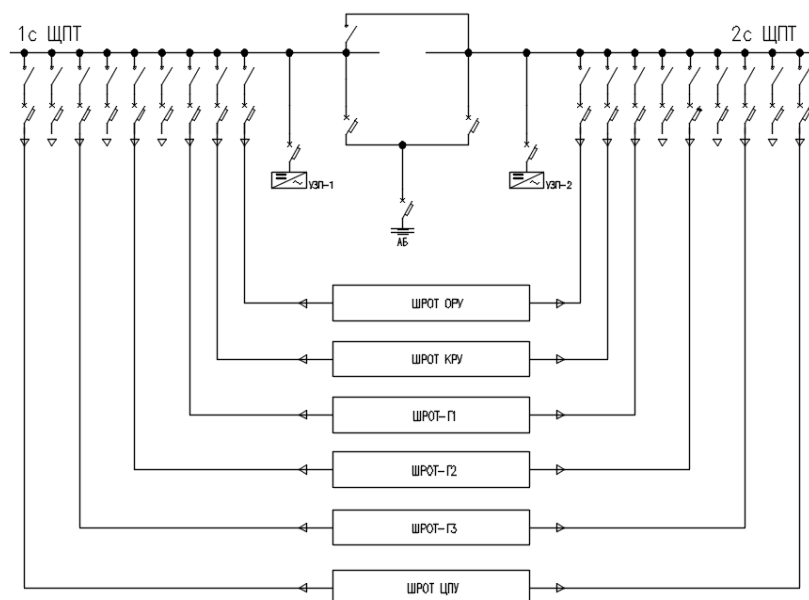


Рисунок 9.2 – Структурная схема СОПТ с одной АБ

Второй вариант:

Схема приведена на рисунке 9.3. Использование двух АБ и двух ЩПТ секционированного выключателем.

Питание каждого ЩПТ осуществляется от своей АБ.

Ввод питания от АБ выполнен через два автоматических выключателя.

Возможно объединение секций ЩПТ с помощью секционного выключателя.

Имеется цепь взаиморезервирования ЩПТ1 и ЩПТ2. В нормальном режиме взаиморезервирования ЩПТ1 и ЩПТ2 не используется, положение выключателя – отключено и параллельная работа АБ1 и АБ2 не предусмотрена.

К каждому ЩПТ подключено по два устройства УЗП обеспечивающих режим заряда подзаряда.

Ввод питания потребителей СОПТ выполнен от двух щитов постоянного тока.

Преимущества

Два УЗП включены на параллельную работу по схеме «Горячего резерва». При выходе из работы одного устройства второе осуществляет питание нагрузки.

Схема питания потребителей позволяет осуществлять питание потребителей от любого из щитов постоянного тока.

При ремонте автоматического выключателя ввода от аккумуляторной батареи можно осуществить питание по второму вводу.

Недостатки

Установка дополнительной аккумуляторной батареи и щита постоянного тока приводит к усложнению и удорожанию схемы.

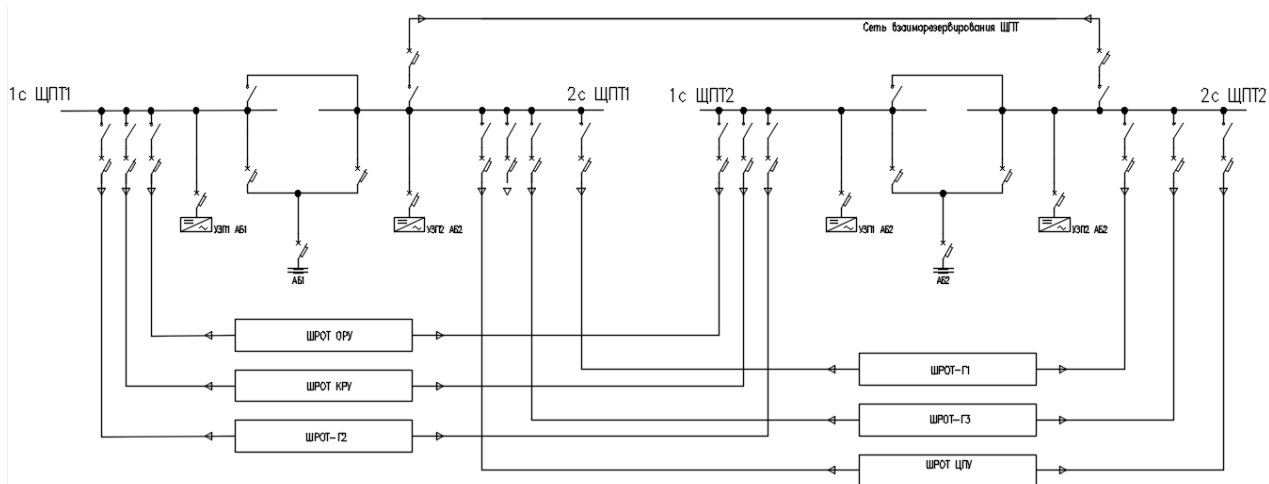


Рисунок 9.3 – Структурная схема с двумя АБ

Исходя из сравнения двух вариантов выполнения схемы системы оперативного постоянного тока выбирается второй вариант. Данный вариант несмотря на количество устанавливаемого оборудования, обеспечивает большую надежность питания потребителей.

#### 9.4 Выбор аккумуляторных батарей.

Методика расчета описана в СТО 56947007-29.120.40.216-2016.

Емкость батарей выбирается из учета 1 часового разряда.

Диапазон рабочих напряжений электромагнита выключателя ВГТ-110кВ – 80-110%.

Диапазон рабочих напряжений электромагнита выключателя VF12 – 85-105%.

Примем падение напряжение в цепи АБ–выключатель при срабатывании электромагнита выключателя–4%, в связи с отсутствием достоверных данных согласно ГОСТ 50571.15.

Тогда минимальное напряжение на выводах АБ:

$$U_{\text{МИН.АБ}} = (85 + 4)\% \cdot 220 = 89\% \cdot 220 = 196 \text{ В} \quad (9.1)$$

Номинальное напряжение сети СОПТ – 220 В согласно СТО 02.02.105-2013. Напряжение на выводах аккумулятора должно поддерживаться на 5 % выше номинального.

$$U_{\text{АБ}} = 105\% \cdot U_{\text{НОМ}} = 105\% \cdot 220 = 231 \text{ В} \quad (9.2)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  - номинальное напряжение в сети опер. постоянного тока.

С учетом повышенных требований к сроку службы АБ (более 20 лет) и рекомендаций СТО 02.02.105-2013. выбирается тип аккумуляторных батарей GroE со сроком службы 25 лет. Возможно использование батарей типа OPzS, OCSM с учетом отсутствия значительных толчковых нагрузок. В связи с

отсутствием разрядных характеристик для этих батарей, данные варианты не рассматриваются. Напряжение подзаряда  $U_{пз} = 2,23 В / эл.$

Количество элементов в АБ:

$$n = \frac{U_{АБ}}{U_{пз}} = \frac{231}{2,23} \approx 104 \quad (9.3)$$

где  $U_{АБ}$  - напряжение на аккумуляторной батарее;

$U_{пз}$  - напряжение подзаряда для элемента батареи GroE.

Минимально допустимое напряжение на одном элементе АБ в конце разряда при количестве элементов – 104:

$$U_{мин.эл} = \frac{U_{мин.АБ}}{104} = \frac{196}{104} = 1,90 В / эл \quad (9.4)$$

Тип аккумулятора выбирается по разрядным характеристикам с учетом разрядного тока. Нагрузка СОПТ приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Нагрузка СОПТ

Вид нагрузки	Значение, А	
Постоянная	3,2	Суммарная: 66,2
Временная	63	
Кратковременная (2 мин)	10	

Рассчитывается необходимая емкость по двухступенчатой диаграмме:

$$C' = k_{cp} \cdot t \cdot I_{cp} = 1,5 \cdot 1 \cdot 66,2 = 99,75 А \cdot ч \quad (9.5)$$

где  $I_{cp}$  – усредненное за время разряда суммарное значение тока нагрузок, А;

$t$  – расчетная продолжительность разряда аккумуляторной батареи, ч;

$k_{cp}$  – усредненное значение коэффициента интенсивности разряда аккумуляторной батареи, принимается равным 1,5.

Коэффициенты интенсивности разряда для постоянной + временной ( $t_1$ ) нагрузки и для кратковременной ( $t_2$ ), пересчитаны по формуле (9.6), на основе разрядных характеристик производителя и приведены в таблице 9.2.

$$k_i = \frac{C'}{I(t)} \quad (9.6)$$

где  $I(t)$  – максимальный ток разряда аккумулятора, при продолжительности разряда  $t$ .

Таблица 9.2 – Коэффициенты интенсивности разряда

Коэффициент	Значение
Для постоянной и временной нагрузки ( $t_1$ )	2,17
Для кратковременной нагрузки ( $t_2$ )	1,35

Предварительно рассчитывается емкость по двухступенчатой диаграмме нагрузки:

$$C_{IP} = k_1 \cdot (I_{ПОСТ} + I_{ВРЕМ}) + k_2 \cdot I_{КР.ВРЕМ} = 2,17(66,2) + 1,34 \cdot 10 = 157 \text{ А} \cdot \text{ч} \quad (9.7)$$

где  $I_{ПОСТ}$  – ток постоянной нагрузки;

$I_{ВРЕМ}$  – ток временной нагрузки;

$I_{КР.ВРЕМ}$  – ток кратковременной нагрузки.

Для компенсации снижения емкости под влиянием рабочей температуры и старения аккумуляторов в процессе всего срока эксплуатации, расчетную емкость аккумуляторной батареи, необходимо увеличить.

$$C = k_э \cdot C_{IP} = 1,5 \cdot 157 = 236 \text{ А} \cdot \text{ч} \quad (9.8)$$

где  $k_э$  - коэффициент, учитывающий работу АБ при температуре 10 °С и снижение располагаемой емкости до 80 % номинальной емкости к концу срока службы, принимается равным 1,5.

С учетом необходимой емкости и минимального напряжения в конце разряда рассматриваются аккумуляторные батареи 10GroE-250, 5OPzS 250 и Vb 2305. Сравним стоимость установки аккумуляторных батарей из 104 элементов (Таблица 9.3).

Таблица 9.3 – Сравнение стоимости АБ

Тип элемента	10GroE-250	5OPzS 250	Vb 2305
Стоимость, млн руб.	4,15	3,21	2,76

Принимается АБ типа Vb 2305 производства «EnerSys», так как ее характеристики схожи с характеристиками батарей типа GroE, а срок службы превышает таковой у батарей типа OPzS. Параметры выбранной АБ представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Характеристики АБ Vb 2305

Тип	Номинально напряжение, В	Емкость, А·ч	Внутреннее сопротивление, МОм	Допустимый разрядный ток (А) до конечного напряжения разряда 1,90 В/эл						
				1 мин	15 мин	30 мин	1 ч	3 ч	5 ч	10 ч
Vb 2305	2	250	0,50	216	191	150	109	58	40	24

## 9.5 Выбор зарядно - подзарядных устройств

Требуемое напряжение заряда 2,35-2,40 В/эл. Максимальный зарядный ток для батарей емкость 250 А·ч – 12,5 А.

Определяется наибольший рабочий ток:

$$I_{\text{нб.раб}} = I_{\text{пост}} + I_3 = 3,2 + 12,5 = 15,7 \text{ А} \quad (9.9)$$

где  $I_3$  - максимальный зарядный ток АБ.

Номинальный выходной ток ЗПУ выбирается из ряда стандартных значений согласно ГОСТ 25953 назначается равным 16,0 А.

Выбирается высокочастотный преобразователь компании «Завод Конвертор» УЗП-М-40. Его параметры приведены в таблице 9.5.

Проверка зарядного устройства по пульсациям тока для высокочастотных зарядных устройств не проводится.

Мощность ЗПУ – 9,8 кВт. Для осуществления гальванической развязки сети используются высокочастотные трансформаторы входящие в состав устройства.

Устройства УЗП-М-40 допускают их параллельную работу на нагрузку.

Таблица 9.5 – Характеристики УЗП-М-40

Данные и характеристики	Значение
Напряжение питания	380 В
Допустимое отклонение напряжения питания	от -15% до +10%
Допустимое отклонение частоты питающей сети	до 20%
Номинальный выходной ток	40А
Точность стабилизации выходного напряжения	0,5%
Точность стабилизации выходного тока	0,5%
Пульсации выходного напряжения	0,1%
Диапазон регулирования выходного тока	5-100%
Охлаждение	Естественное

С учетом низкой пульсации выходного напряжения УЗП-М 40, установка стабилизаторов напряжения не требуется.

## 9.6 Выбор проводников

Выбор и проверка сечения проводников в цепях кратковременной нагрузки.

ЩПТ1 подключено к ЩПТ2 кабелем КЛ1.

К ЩПТ1 и ЩПТ2 подключен блок аварийного освещения посредством КЛ2 и КЛ3.

Устройства УЗП подключены к секции собственных нужд кабелями КЛ4-КЛ7. ШРОТ ЦПУ подключен посредством КЛ8. ШРОТ генераторов Г1-Г3 запитаны кабелями КЛ9-КЛ11. ШРОТ КРУ подключено с помощью КЛ12.

ШРОТ ОРУ подключено кабелями КЛ13. Длины кабельных линий указаны в таблице 9.6

Таблица 9.6 – Кабельные линии

Название	Длина, м	Сечение, мм <sup>2</sup>	Сопротивление, Ом
КЛ1-1	2	4	0,006
КЛ1-2	2	4	0,006
КЛ2	75	6	0,213
КЛ3	75	6	0,213
КЛ4	15	6	0,043
КЛ5	15	6	0,043
КЛ6	15	6	0,043
КЛ7	15	6	0,043
КЛ8-1	75	6	0,213
КЛ8-2	75	6	0,213
КЛ9-1	50	6	0,142
КЛ9-2	50	6	0,142
КЛ10-1	35	6	0,099
КЛ10-2	35	6	0,099
КЛ11-1	15	6	0,043
КЛ11-2	15	6	0,043
КЛ12-1	15	6	0,043
КЛ12-2	15	6	0,043
КЛ13-1	120	6	0,340
КЛ13-2	120	6	0,340

Выбор сечения проводника в цепи питания кратковременной нагрузки проводится по условию:

$$S_{\text{пр}} \geq \frac{\rho \cdot I_{\text{кр.врем}} \cdot l_{\Sigma} \cdot 10^{-2}}{(n \cdot U_{\text{мин.эл}} - U_{\text{мин.пр}}) \cdot n_{\text{пр}}} = \frac{1,85 \cdot 10^{-2} \cdot 10 \cdot 135 \cdot 10^{-2}}{(104 \cdot 1,9 - 0,85 \cdot 220) \cdot 1} = 0,024 \text{ м}^2 \quad (9.10)$$

где  $\rho = 1,85 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ ;

$I_{\text{кр.врем}}$  – то же, что и в 9.7;

$l_{\Sigma}$  – длина кабельной линии до приемника;

$n$  – то же, что и в 9.3;

$U_{\text{мин.эл}}$  – то же, что и в 9.1;

$U_{\text{мин.пр}}$  – минимальное допустимое напряжение для потребителя;

$n_{\text{пр}}$  – количество параллельных проводников.

Сечение проводника выбирается из ряда стандартных значений согласно ГОСТ 22483. Принимается  $S_{\text{пр}} = 2,5 \text{ мм}^2$ .



Предварительный выбор проводников в цепях постоянной и временной нагрузки определяется по длительно допустимому току.

$$I_{\text{дл.доп}} \geq \frac{I_{\text{пост}} + I_{\text{врем}}}{n_{\text{пр}} \cdot k_t} = \frac{3,2 + 63}{1 \cdot 1,15} = 57,6 \text{ A} \quad (9.11)$$

где  $k_t$  – поправочный коэффициент с учетом температуры принимается согласно СТО 56947007-29.120.40.216-2016, табл. 7.1 для ПВХ изоляции и температуры окружающей среды, равен 1,15.

Согласно СТО 02.02.105-2013, Таблица Д1, принимается кабель сечением 6 мм<sup>2</sup>

Сечение проводника в цепи зарядного устройства:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq \frac{k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{ном.зпу}}}{n_{\text{пр}} \cdot k_t} = \frac{1 \cdot 40}{1 \cdot 1,15} = 35 \text{ A} \quad (9.12)$$

где  $k_{\text{пер}}$  – коэффициент учитывающий возможность перегрузки, с учетом диапазона регулирования тока ЗПУ, принимается равным 1.

Согласно СТО 02.02.105-2013, Таблица Д1 принимается кабель сечением 4,0 мм<sup>2</sup>.

В цепи ввода АБ принимается большее сечение из выбранных по (9.11) и (9.12).

Для установки принимаются кабели ВВГнг, КГВВнг(А), не распространяющие горение.

## 9.7 Выбор защитных аппаратов

Защитный аппарат должен иметь климатическое исполнение УХЛ 4 согласно ГОСТ 15150.

Для защитного аппарата в цепи зарядного устройства:

$$I_{\text{защ.зпу}} \geq k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{ном.зпу}} = 1 \cdot 40 = 40 \text{ A} \quad (9.13)$$

Ток в цепи ввода аккумуляторной батареи:

$$I_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{пост}} + I_{\text{врем}}}{2} + 0,4 \cdot I_{\text{кр.врем}} = \frac{66,2}{2} + 0,4 \cdot 10 = 37,1 \text{ A} \quad (9.14)$$

Ток отходящих присоединений с учетом кратковременной нагрузки:

$$I_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{пост}} + I_{\text{врем}}}{6} + 0,4 \cdot I_{\text{кр.врем}} = \frac{66,2}{6} + 0,4 \cdot 10 = 15 \text{ A} \quad (9.15)$$

Для защиты отходящих присоединений и цепи зарядного устройства принимаются автоматические выключатели с характеристикой С, с учетом отсутствия значительных толчковых нагрузок в цепи СОПТ.

Выбираются автоматические выключатели ЕТИМАТ Р10-DC 2р С50, ЕТИМАТ Р10-DC 2р С40 и ЕТИМАТ Р10-DC 2р С20 производства ЕТИ с номинальными токами 50, 40 и 20 А и с отключающей способностью 10кА каждый.

Согласно имеющимся данным выбирается ЩПТ фирмы «Экра», включающий в себя все перечисленные защитные аппараты и имеющий интеграцию в АСУ ТП.

Рассчитывается ток КЗ в точках К1-К3. Результаты сведены в таблицу 9.7. Ток КЗ рассчитывается по упрощенной формуле согласно ГОСТ 29176-91.

$$I_K = \frac{n \cdot E_{ЭЛ}}{R_{ВТ} + R_{ВШ}} \quad (9.16)$$

где  $I_K$  - ток металлического короткого замыкания;

$E_{ЭЛ} = 1,93$  В - ЭДС одного элемента АБ;

$n$  - количество элементов АБ;

$R_{ВШ}$  - суммарное сопротивление цепи КЗ;

$R_{ВТ}$  - внутреннее сопротивление батареи  $0,5 \cdot 104 = 52$  мОм.

Для расчета минимального тока короткого замыкания, ток металлического КЗ по формуле (9.16) умножается на коэффициент учитывающий влияние дуги на ток КЗ согласно ГОСТ 29176, Черт. 11. в зависимости от результирующего сопротивления цепи КЗ  $R_{ВШ} + R_{ВТ}$ .

Таблица 9.7 – Расчет токов КЗ

Точка замыкания	Сопротивление цепи КЗ $R_{ВШ}$ , мОм	Коэффициент влияния дуги	Ток замыкания, А	Минимальный ток замыкания, А
К1	2	0,49	3717	1821
К2	4	0,49	3584	1756
К3	49	0,52	1987	1033
К4	148	0,54	1004	542

Схема с расположением мест расчетных КЗ изображена на рисунке 9.4.

Из расчетов КЗ видно, что выбранные автоматические выключатели имеют значительный запас по электродинамической прочности.

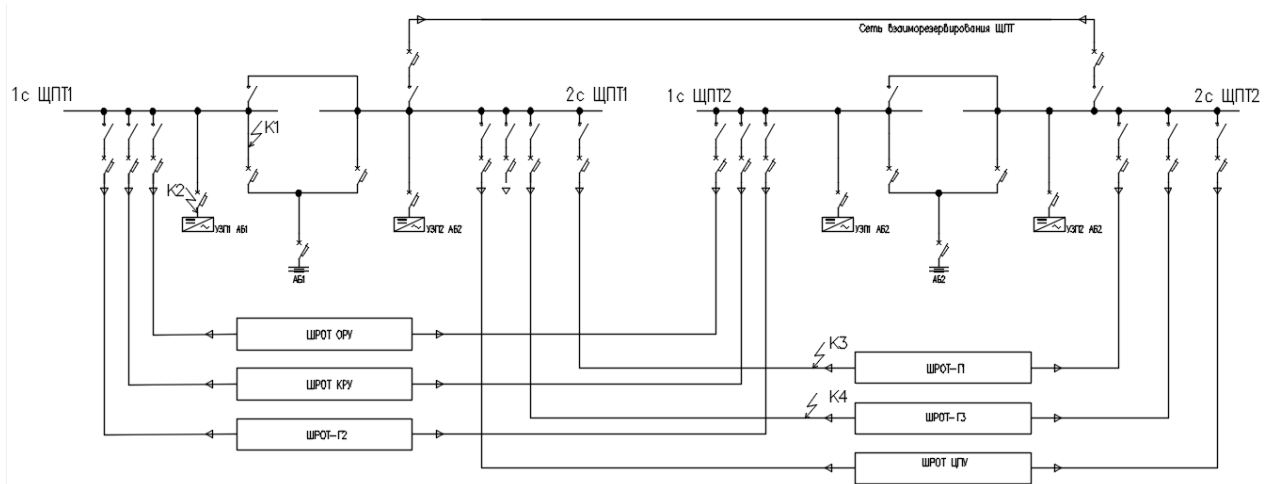


Рисунок 9.4 – Схематичное расположение мест КЗ

Из карты селективности на рисунке 9.5 видно, что защита в цепи ввода АБ, действует не селективно со смежными защитами, следовательно требуется увеличить номинальный ток, данного автоматического выключателя. Из каталога производителя ЕТІ выбирается автоматический выключатель ЕТІМАТ 10 2р С100 с номинальным током 100 А и отключающей способностью 20кА, новая карта селективности отражена на рисунке 9.6.

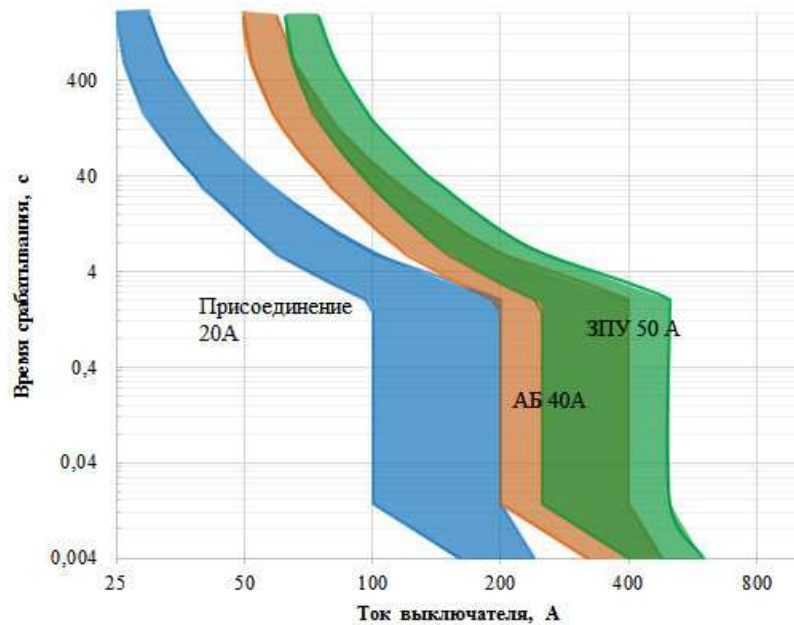


Рисунок 9.5 –Карта селективности защитных аппаратов

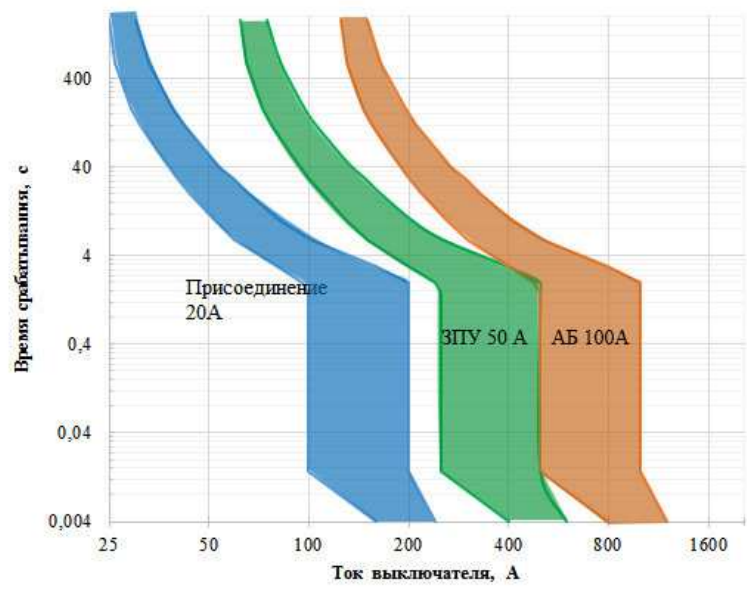


Рисунок 9.6 –Карта селективности защитных аппаратов

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Чарышского гидроузла на реке Чарыш, являющегося сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % равного  $849\text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 106 МВт и среднемноголетняя выработка 1,04 млн. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 40,0 м;
- расчетный – 32,8 м;
- минимальный – 29,0 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ40а-В 400 и ПЛ40б-В 400. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ40б-В-400.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин был подобран серийный гидрогенератор ВГС-650/130 32 с номинальной активной мощностью 36 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с простыми блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (2 блока, 4 отходящих воздушных линии) ОРУ 110 кВ – "Рабочая секционированная и обходная система шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ–63000/110.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина;
- глухая бетонная плотина правобережная и левобережная;
- станционная бетонная плотина;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 546 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий – 9 м;
- отметка гребня – 594 м;

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,30 (нормативное значение для сооружений II класса – 1,20). Таким образом, плотина отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 61 мес;
- себестоимость – 0,12 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 8035,66 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Чарышской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
2. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106стр.
3. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005г.
- 4.Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005г.
- 5.Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева; ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ- Москва, 1990 г.
6. Правила устройства электроустановок : изд. 7 [Электронный ресурс]. – Введен 01.01.2003. -692с.//Электронная библиотека.–Режим доступа: eiec.ru.
7. Об утверждении Методических рекомендаций по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства[Электронный ресурс]: приказ Минпромэнерго России №216 от 30 апреля 2008г//Режим доступа: <https://www.garant.ru>.
8. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введен 30.07.2012.– Москва: ПАО РусГидро, 2012.–296с.
9. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения.– Введен 20.12.2007.– ПАО ФСК ЕЭС, 2007.–132с.
10. СТО 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ.– Введен 18.04.2008.– ПАО ФСК ЕЭС, 2008.–12с.
11. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта– Введен 21.01.2008.– ОАО РАО ЕЭС России, 2007.–20с.

12. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НИЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
13. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования/ сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 40 с.
14. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания, нормы и требования.– Введен 30.07.2008.– ОАО РАО ЕЭС России, 2008.–28с.
15. ГОСТ Р 56303 – 2014 Оперативно – диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению. – Введен 12.12.2014.– Москва: Стандартинформ, 2015.–20с.
16. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций.– Введен 28.09.2017.– ПАО ФСК ЕЭС, 2017.–19с.
17. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно – диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования.– Введен 12.12.2014.– Москва: Стандартинформ, 2015.–20с.
18. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ.– Введен 16.06.2010.– ПАО ФСК ЕЭС, 2010.–128с.
19. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электро – энергетических систем в примерах и иллюстрациях; учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно – Шушенский филиал, 2010. – 180 с.
20. Об утверждении методики по определению уровня арендной платы за нежилые здания (помещения) [Электронный ресурс]: приказ Минстроя РФ №209 от 14.09.1992// Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
21. СП 40.13330.2012. Плотины бетонные и железобетонные.– Введен 01.01.2013.– Москва: Минрегион России, 2012.- 70 с.
22. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов).– Введен 01.01.2013.– Москва: Минрегион России, 2012.- 116 с.
23. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения.– Введен 01.01.2013.– Москва: Минрегион России, 2012.- 44 с.
24. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М. Энергия, 1974. - 312 с.



25. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.1. - 584 с.
26. СП 20.13330.2016. Нагрузки и воздействия.- ЦНИИСК им.В.А.Кучеренко АО "НИЦ "Строительство".
27. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016.
28. СП 23.13330.2011. Основание гидротехнических сооружений.– Введен 20.05.2011.– Москва:Минрегион России, 2001.
29. Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования, СТО 17330282.27.140.002 - 2008.- 115 с.
30. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике: приказ ОАО РАО «ЕЭС России» – Введ. 07.02.2000 – Москва:ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
31. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденные РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
32. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016 - 2041 гг. Введ. 08.02.2016 – Москва: «РусГидро», 2016 – 14 с.
33. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000г. N117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000г. N153-154.
34. СТО 02.02.105-2013Гидроэлектростанции. Системы оперативного тока. Технические требования, типовые технические решения.– Введен 06.02.2014.– Москва: ПАО РусГидро, 2014.–149с.
35. СТО 56947007-29.120.40.216-2016 Методические указания по выбору оборудования СОПТ– Введен 18.03.2016.– ПАО ФСК ЕЭС, 2016.–70с.
36. ГОСТ 50571.15-97Электроустановки задний. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 52. Электропроводки. –Введен 08.04.1997.– ОАО Электромонтаж–15с
37. ГОСТ 25953Преобразователи электроэнергии полупроводниковые мощностью 5 кВ·А и выше. Параметры –Введен 31.10.1983.– Москва: Государственный комитет СССР по стандартам–6с
38. ГОСТ 22483Жилы токопроводящие для кабелей, проводов и шнуров (с Поправкой)–Введен 01.01.2014.– Москва: Стандартинформ, 2014 .
39. ГОСТ 29176 Короткие замыкания в электроустановках Методика расчета в электроустановках постоянного тока. Введен 01.07.1992.– Москва: Издательство стандартов, 1992.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Кривая связи нижнего бьефа для летнего периода

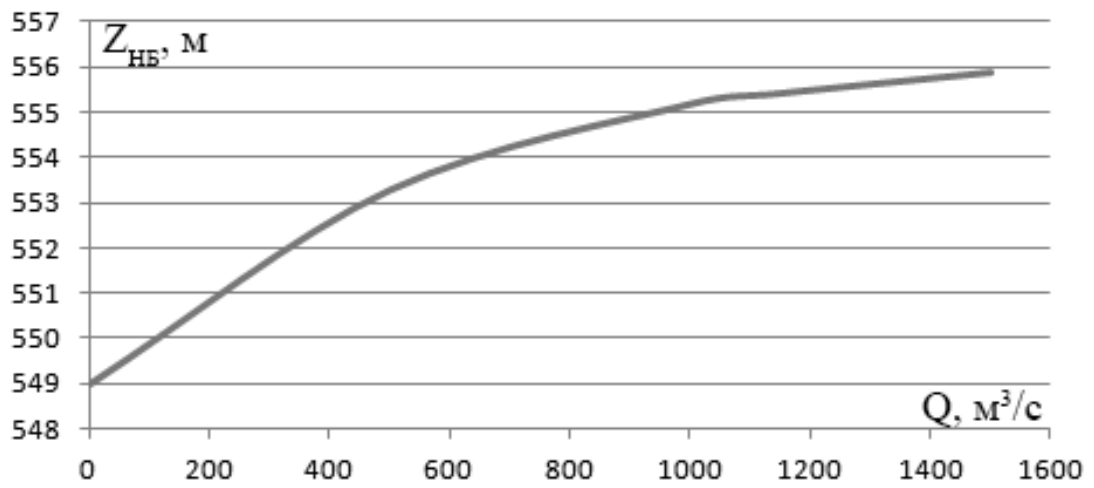


Рисунок А.1 – Зависимость уровня нижнего бьефа от расхода

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Оголовок профиля Кригера-Офицера водосливной плотины

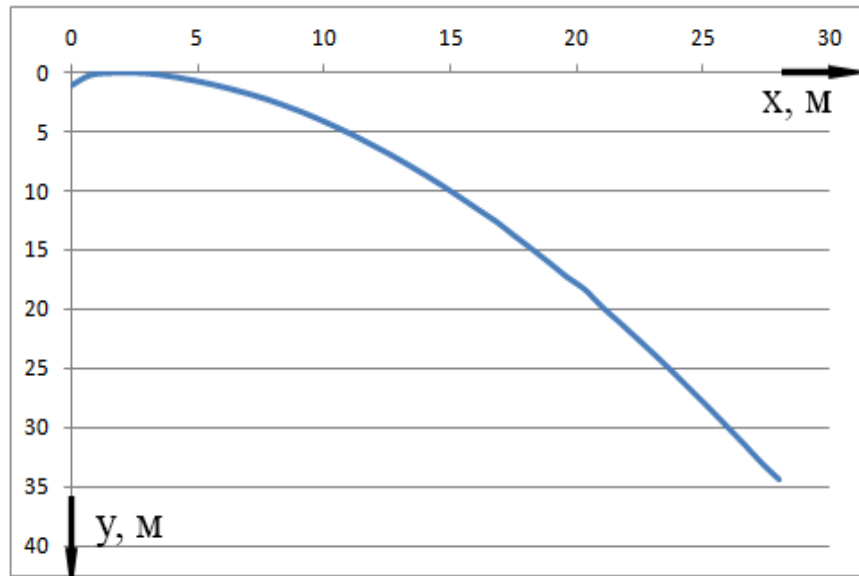


Рисунок Б.2 – Координаты оголовка профиля водосливной плотины

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет водобойного колодца

Так как высота водосбросной плотины менее 40 м, нельзя осуществить гашение энергии способом свободно отброшенной струи, поэтому рассчитаем водобойный колодец.

Расчет водобойного колодца заключается в определении его глубины  $d_k$  и длины  $l_k$ . В курсовом проекте ширину водобойного колодца –  $B_k$ , принимаем равной

$$B_k = B + \Sigma \delta = 18 + 3.5 = 21.5 \text{ м.} \quad (\text{В.1})$$

Глубину водобойного колодца вычисляют путем последовательного приближения.

На первом этапе определяют начальную глубину колодца по формуле:

$$d_k = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} - \Delta z) = 1,1 \cdot 11,7 - (5,63 - 1,3) = 8,54 \text{ м} \quad (\text{В.2})$$

При этом используют значение  $h_c''$  вычисленное ранее при условии  $T_0 = \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}$

$\sigma$  – коэффициент запаса, зависящий от точности определения расчетного расхода  $Q_p$ , принимаем  $\sigma=1,1$ .

В формуле перепад  $\Delta z$ , образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ, определяют, исходя из предположения, что выходная часть водобойного колодца работает, как подтопленный водослив с широким порогом:

$$\Delta z = \left( \frac{q^2}{2g\varphi^2 h_{НБ}^2} \right) - \left( \frac{\alpha q^2}{2g\sigma^2 h_c''^2} \right) = \left( \frac{28,5^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95^2 \cdot 5,63^2} \right) - \left( \frac{1,1 \cdot 28,5^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 11,7^2} \right) = 1,3 \text{ м} \quad (\text{В.3})$$

где  $q = \frac{Q_p}{B_k} = \frac{612,6}{21,5} = 28,5$ ,  $B_k$  – ширина водобойного колодца;

$\varphi$  – коэффициент скорости для водослива с широким порогом [4, таблица 9-10];

$\alpha$  – коэффициент Кориолиса, принимаем равным 1,1.

На втором этапе полную удельную энергию перед водосливом определяют с учетом начальной глубины колодца.

$$T_0 = НПУ - \nabla \text{дна} + d_k = 590.00 - 549.17 + 8.54 = 49.37 \text{ м} \quad (\text{В.4})$$

Затем вычисляют новое значение отношения  $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{49.37}{4.5} = 11$ , и с учетом ранее выбранного коэффициента скорости  $\phi$  находят новые значения  $\xi_c = 0,25$  и  $\xi''_c = 2,75$  по графику М.Д. Чертоусова [24, рис. 9.55].

Вычисляют новые сопряженные глубины  $h'_c$  и  $h''_c$ , а затем по формуле определяют новую глубину колодца, подставляя новое найденное значение  $h''_c$ .

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0.25 \cdot 4.5 = 1.12 \text{ м}, \quad (\text{В.5})$$

$$h''_c = \xi''_c h_{кр} = 2.75 \cdot 4.5 = 12.38 \text{ м}. \quad (\text{В.6})$$

$$d_k = \sigma \cdot h''_c - (h_{НБ} - \Delta z) = 1,1 \cdot 12.38 - (5.36 - 1.31) = 9.3 \text{ м},$$

$$\Delta z = \left( \frac{q^2}{2g\phi^2 h_{НБ}^2} \right) - \left( \frac{\alpha q^2}{2g\sigma^2 h''_c{}^2} \right) = \left( \frac{28.5^2}{2 \cdot 9.81 \cdot 0.95^2 \cdot 5.63^2} \right) - \left( \frac{1.1 \cdot 28.5^2}{2 \cdot 9.81 \cdot 1.1^2 \cdot 12.38^2} \right) = 1.31 \text{ м}$$

Вычисления повторяют до тех пор, пока разница между последним значением и предыдущим значением глубины колодца станет меньше  $0,1 \cdot d_k$ .

В результате вычислений было получено:  $d_k = 9.3 \text{ м}$

Повторно вычисляются новые сопряженные глубины:

$$T_0 = НПУ - \nabla \text{дна} + d_k = 590.00 - 549.17 + 9.3 = 50.12 \text{ м}$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{50.12}{4.5} = 11.1$$

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0.25 \cdot 4.5 = 1.12 \text{ м},$$

$$h''_c = \xi''_c h_{кр} = 2.75 \cdot 4.5 = 12.38 \text{ м},$$

где  $\xi_c = 0,25$  и  $\xi''_c = 2,75$ .

Отметка пола водобоя равна:

$$\nabla ПВ = \nabla \text{дна} - d_k = 549.17 - 9.3 = 539.9 \text{ м} \quad (\text{В.7})$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_6 = 0.8 \cdot l_{np} = 0,8 \cdot 56.0 = 44.8 \text{ м} \quad (\text{В.8})$$

где  $l_{np}$  – длина гидравлического прыжка,

$$l_{np} = 2,5(1,9h'_c - h'_c) = 2,5(1,9 \cdot 12,38 - 1,12) = 56,0 \text{ м} \quad (\text{В.9})$$

При расчетной глубине колодца  $d_k = 9,3 \text{ м}$ , устройство водобойного колодца не является целесообразным в виду большого количества земляных работ.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Определение класса ГТС

– Класс в зависимости от высоты типа грунта основания

Основание – скальное, высота плотины в первом приближении определяется:

$$H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 590,00 - 549,17 = 40,83 \text{ м.} \quad (\text{Г.1})$$

Расчетная высота не превышает 60 м, следовательно – II класс.

– Класс в зависимости от назначения ГТС и условий эксплуатации

Так как проектируемое сооружение является ГЭС с установленной мощностью менее 300 МВт, назначается III класс.

Класс в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий

Число постоянно проживающих людей которые могут пострадать 800 человек. Люди условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены 4000 человек. Класс II.

Исходя из этого назначаем сооружению II класс (сооружения высокой опасности)

# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

## Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 406-В

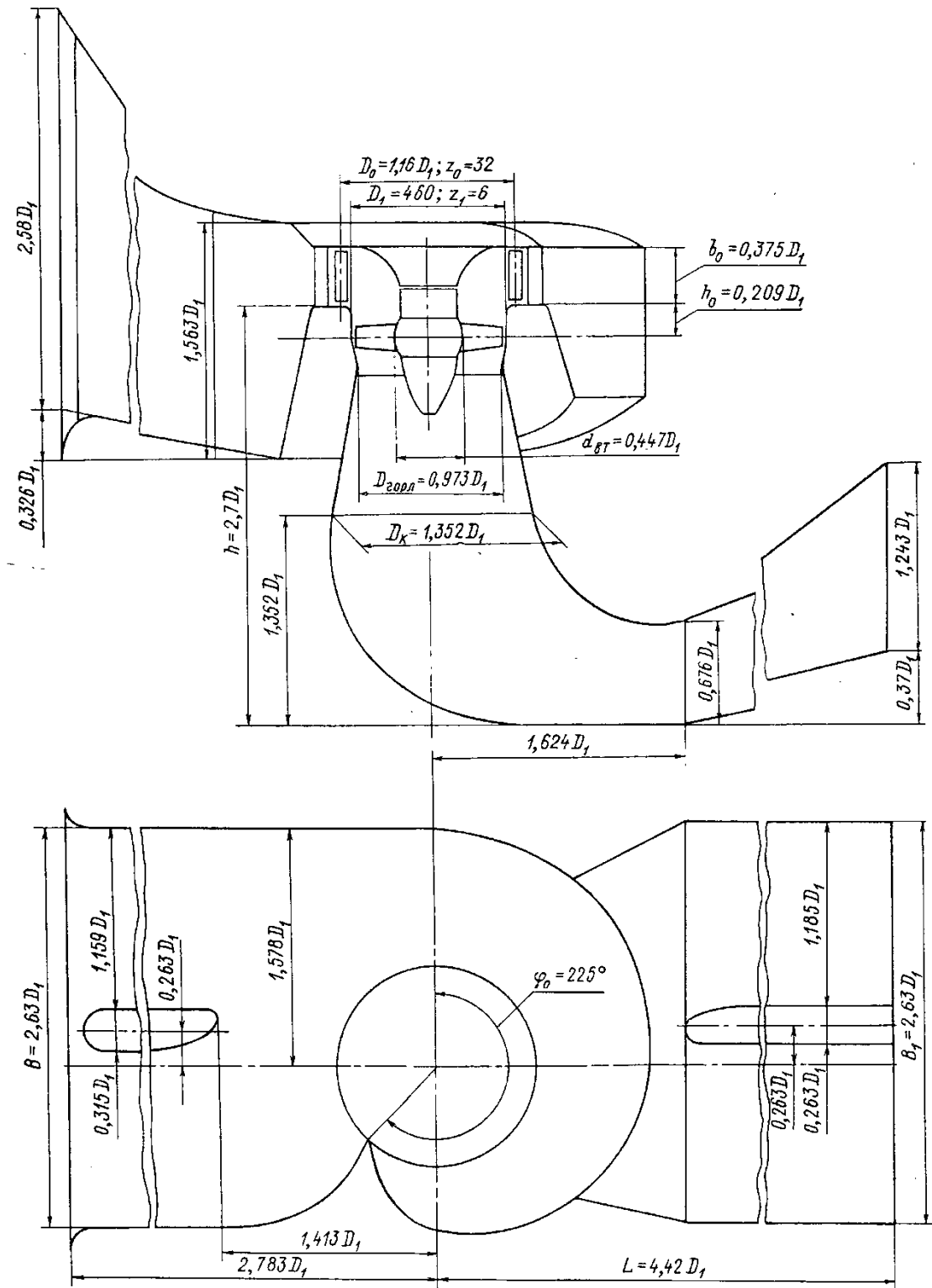
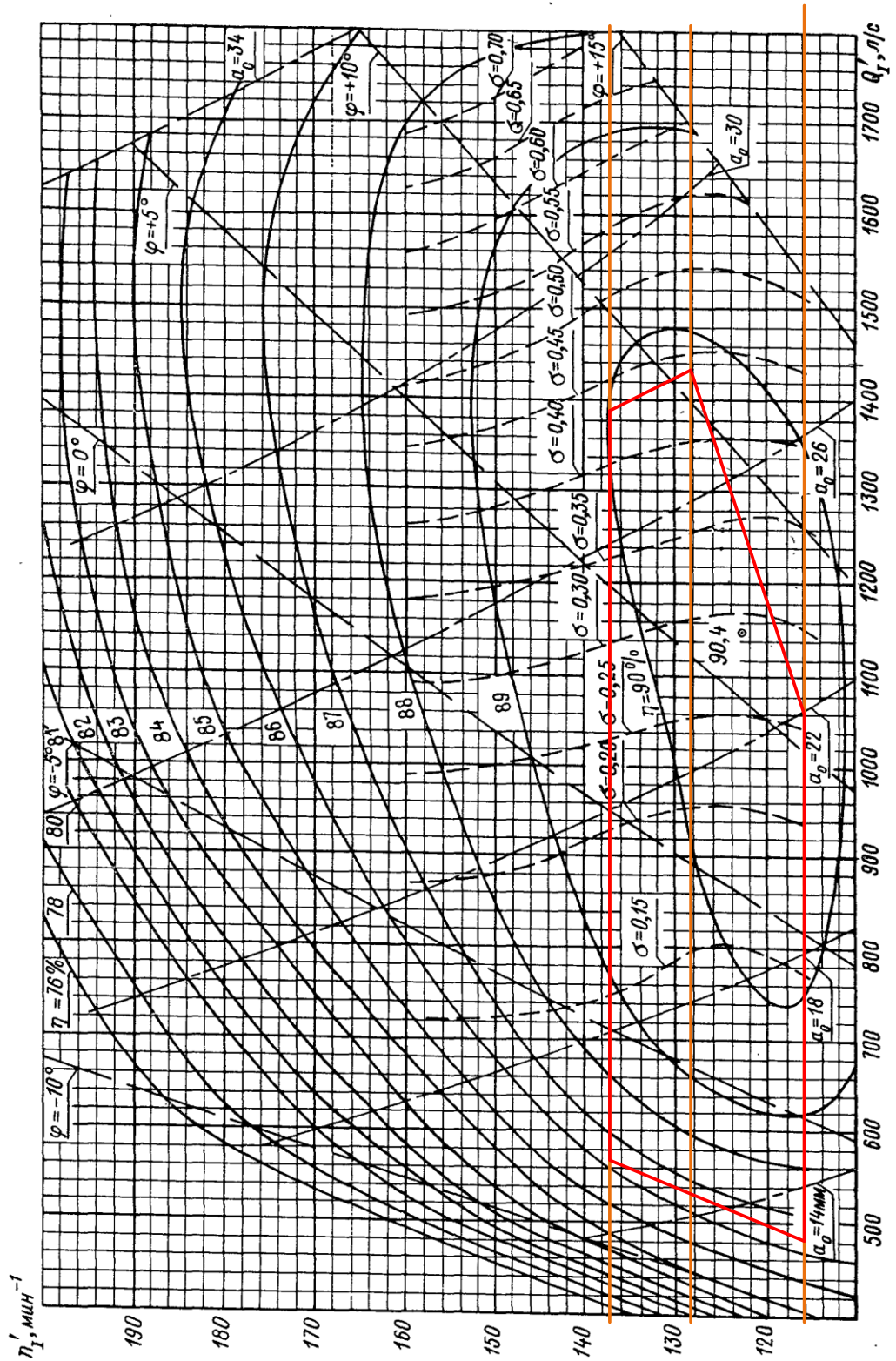


Рисунок Д.1 – Проточная часть ПЛ406



## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Зона работы турбины с $D_1=4,0$ м на главной универсальной характеристике ПЛ406-В



Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и  $t=20^{\circ}\text{C}$

Рисунок Е.1 – Зона работы ПЛ406-400

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Расчет сработки средневодного года

Таблица Ж.1 – Расчет сработки средневодного года аналогично ВЭР маловодному году

Ме сяц	$Q_{\text{БЫТ}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ФИЛЬТР}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{В-ЩА}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{СБР}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	Объем водохранилища			$z_{\text{ВБ}}, \text{м}$			$z_{\text{НБ}},$ $\text{м}$	$H,$ $\text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}$ $\text{МВт}$	$N_{\text{ГАР}},$ $\text{МВт}$	$\text{Э}$ $\text{млн}$ $\text{кВт}\cdot$ $\text{ч}$
								$V_{\text{Н}},$ $\text{км}^3$	$\Delta V,$ $\text{км}^3$	$V_{\text{К}},$ $\text{км}^3$	$z_{\text{Н}}, \text{м}$	$z_{\text{К}}, \text{м}$	$z_{\text{Ср}}, \text{м}$					
X	68	1	50	118	0	50	119	2,90	0,13	2,77	590,00	589,29	589,64	550,32	38,93	39	34	0,9
XI	49	1	80	129	0	50	130	2,77	0,21	2,56	589,29	588,34	588,81	550,44	37,98	42	39	1,0
XII	37	1	132	169	0	50	170	2,56	0,34	2,22	588,34	587,05	587,69	550,87	36,43	52	49	1,3
I	32	1	144	176	0	50	177	2,22	0,37	1,85	587,05	585,60	586,32	550,94	34,98	52	49	1,3
II	31	1	117	148	0	50	149	1,85	0,30	1,54	585,60	584,04	584,82	550,64	33,78	42	39	1,0
III	30	1	105	135	0	50	136	1,54	0,27	1,27	584,04	582,29	583,16	550,50	32,26	37	34	0,9
IV	108	1	-8	100	0	90	101	1,27	-0,02	1,29	582,29	582,43	582,36	550,12	31,84	27	ВХК	0,6
V	368	1	-107	261	0	100	262	1,29	-0,28	1,57	582,43	584,19	583,31	551,84	31,07	69	ВХК	1,7
VI	340	1	-189	151	0	100	152	1,57	-0,49	2,06	584,19	586,47	585,33	550,67	34,25	44	ВХК	1,1
VII	289	1	-170	119	0	100	120	2,06	-0,44	2,50	586,47	588,08	587,27	550,33	36,55	37	ВХК	0,9
VIII	270	1	-146	124	0	100	125	2,50	-0,38	2,88	588,08	589,85	588,97	550,38	38,19	40	ВХК	1,0
IX	104	1	-9	95	0	90	96	2,88	-0,02	2,90	589,85	590,00	589,93	550,07	39,46	32	ВХК	0,8

Таблица Ж.2 - Расчет сработки средневодного года по гарантированным мощностям

Ме сяц	$Q_{БЫТ}$ , м3/с	$Q_{ФИЛЬТР}$ , м3/с	$Q_{В-ЩА}$ , м3/с	$Q_{ГЭС}$ , м3/с	$Q_{СБР}$ , м3/с	$Q_{ВХК}$ , м3/с	$Q_{НБ}$ , м3/с	Объем водохранилища			$z_{ВБ}$ , м			$z_{НБ}$ , м	$H$ , м	$N_{ГЭС}$ МВт	$N_{ГАР}$ , МВт	$\mathcal{E}$ млн кВт·ч
								$V_H$ , км3	$\Delta V$ , км3	$V_K$ , км3	$Z_H$ , м	$Z_K$ , м	$Z_{ср}$ , м					
X	68	1	50	118	0	50	119	2,90	0,13	2,77	590,00	589,29	589,64	550,32	38,93	39	34	0,9
XI	49	1	80	129	0	50	130	2,77	0,21	2,56	589,29	588,34	588,81	550,44	37,98	42	39	1,0
XII	37	1	132	169	0	50	170	2,56	0,34	2,22	588,34	587,05	587,69	550,87	36,43	52	49	1,3
I	32	1	144	176	0	50	177	2,22	0,37	1,85	587,05	585,60	586,32	550,94	34,98	52	49	1,3
II	31	1	117	148	0	50	149	1,85	0,30	1,54	585,60	584,04	584,82	550,64	33,78	42	39	1,0
III	30	1	105	135	0	50	136	1,54	0,27	1,27	584,04	582,29	583,16	550,50	32,26	37	34	0,9
IV	108	1	-19	89	0	90	90	1,27	-	1,32	582,29	582,63	582,46	550,00	32,06	24	ВХК	0,6
V	368	1	-147	221	0	100	222	1,32	-	1,70	582,63	584,90	583,77	551,42	31,95	60	ВХК	1,4
VI	340	1	-189	151	0	100	152	1,70	-	2,19	584,90	586,95	585,93	550,67	34,85	45	ВХК	1,1
VII	289	1	-171	118	0	100	119	2,19	-	2,64	586,95	588,65	587,80	550,32	37,08	37	ВХК	0,9
VIII	270	1	-100	170	0	100	171	2,64	-	2,89	588,65	589,94	589,29	550,88	38,02	55	ВХК	1,3
IX	104	1	-3,5	100,5	0	90	101,5	2,89	-	2,90	589,94	590,00	589,97	550,13	39,44	34	ВХК	0,8

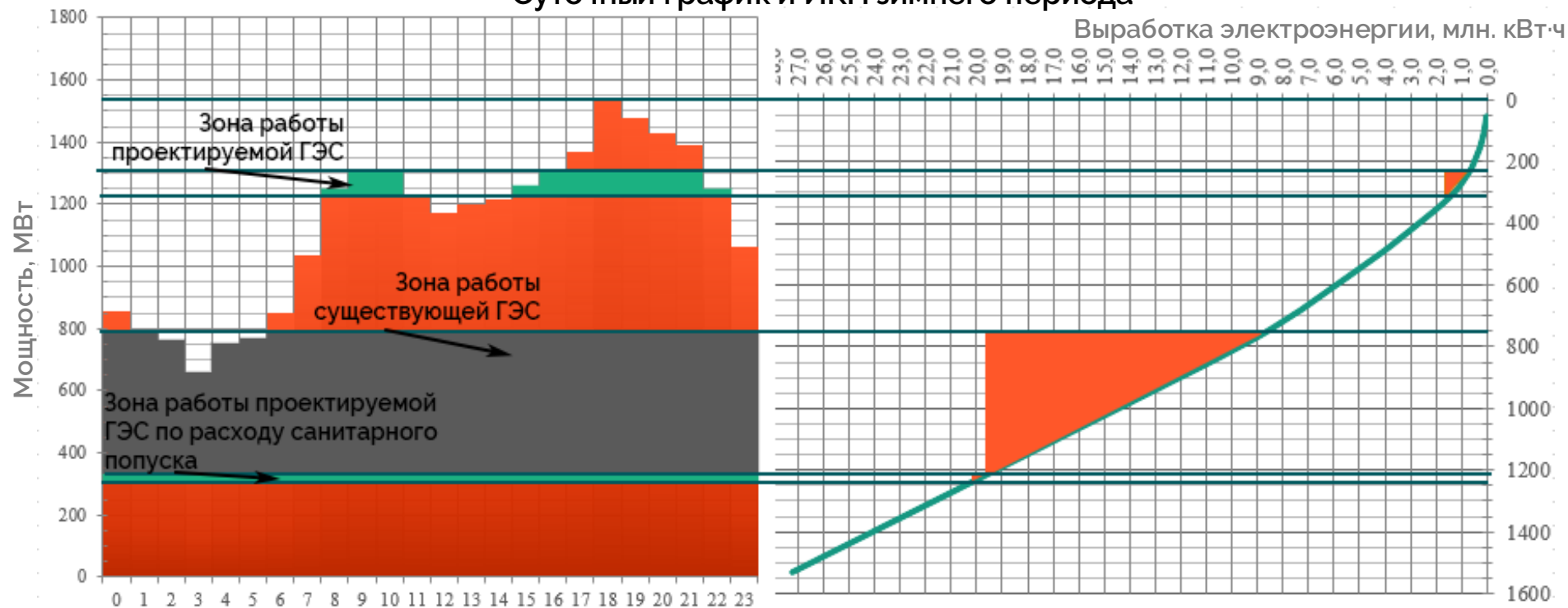


# Чарышская ГЭС

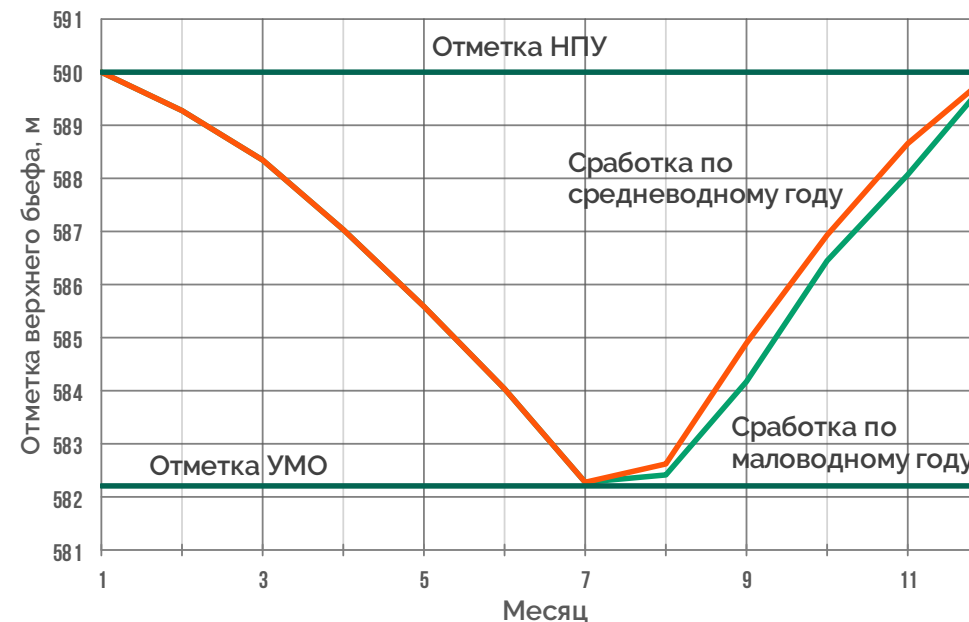
Установленная мощность – 106 МВт.

Среднегодовая месячная выработка электроэнергии – 380,0 млн. кВт·ч.

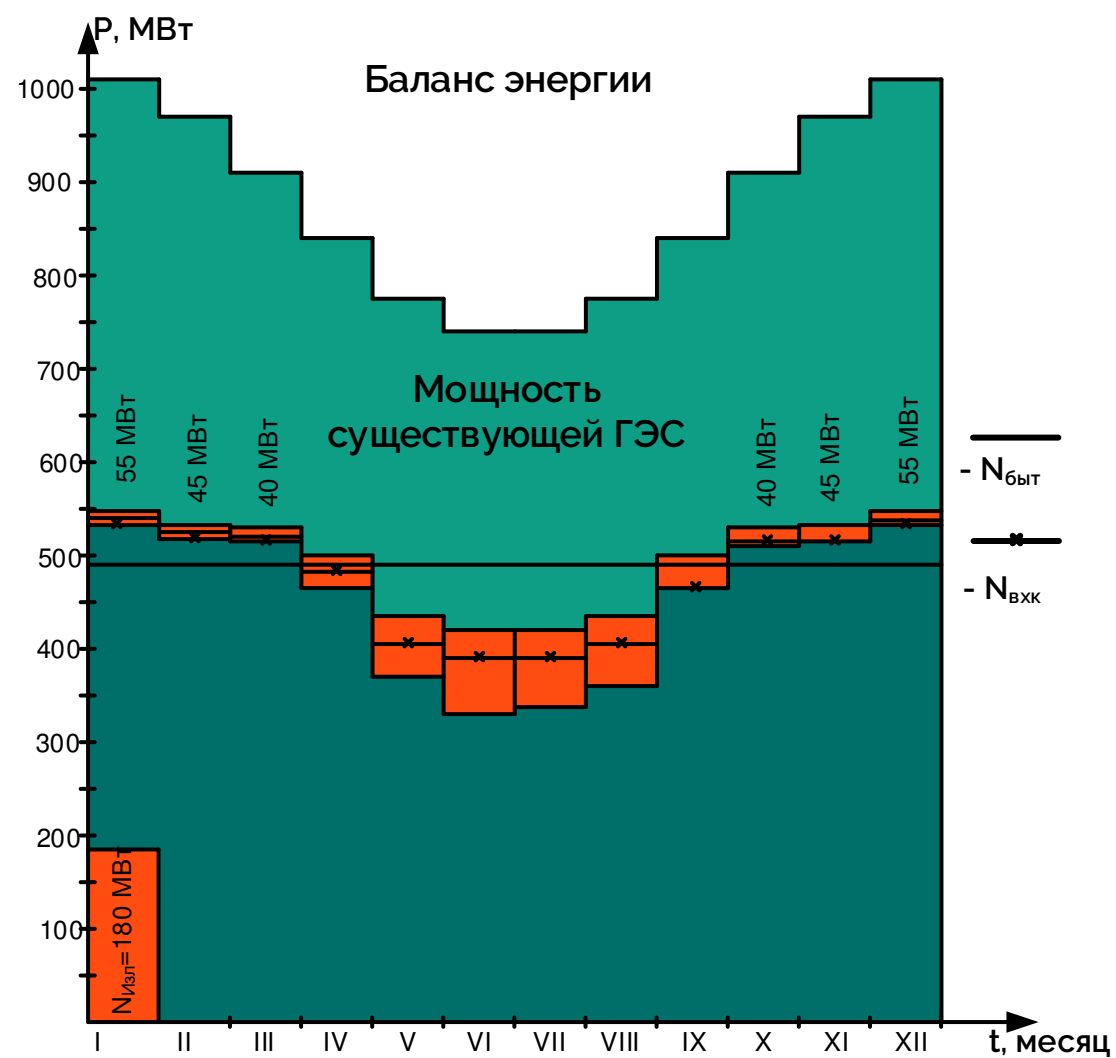
### Суточный график и ИКН зимнего периода



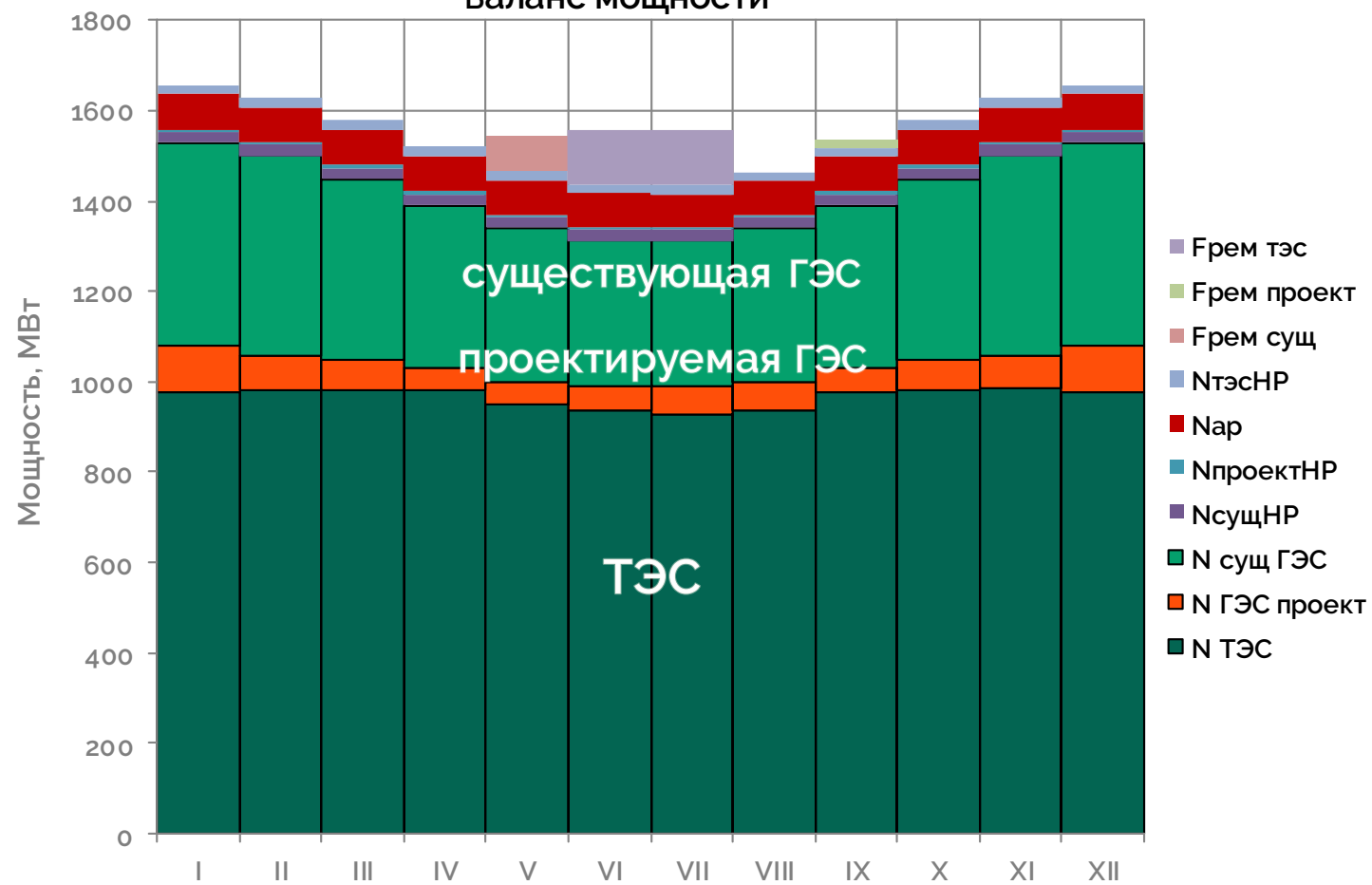
### График сработки-наполнения водохранилища



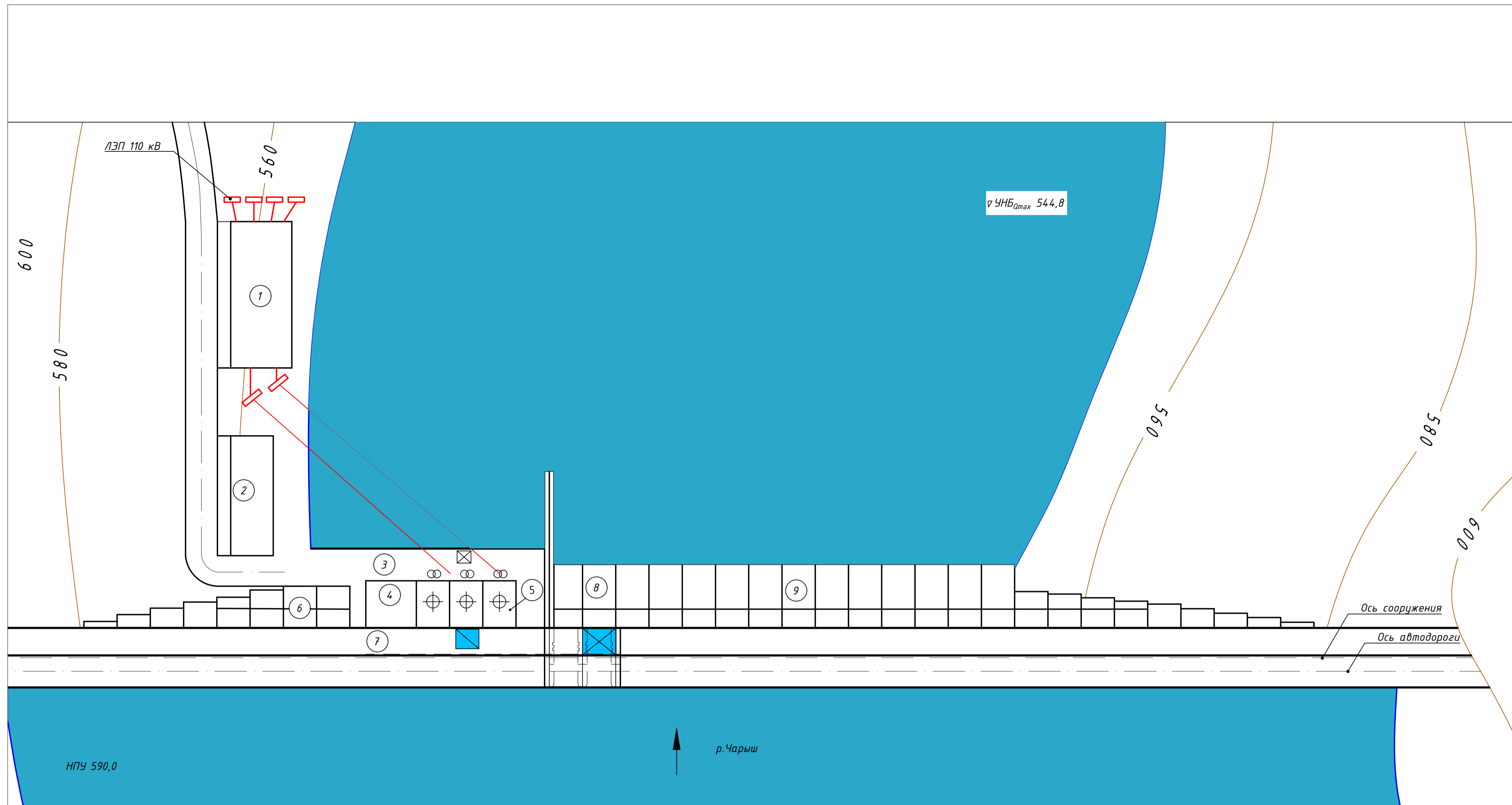
### Баланс энергии



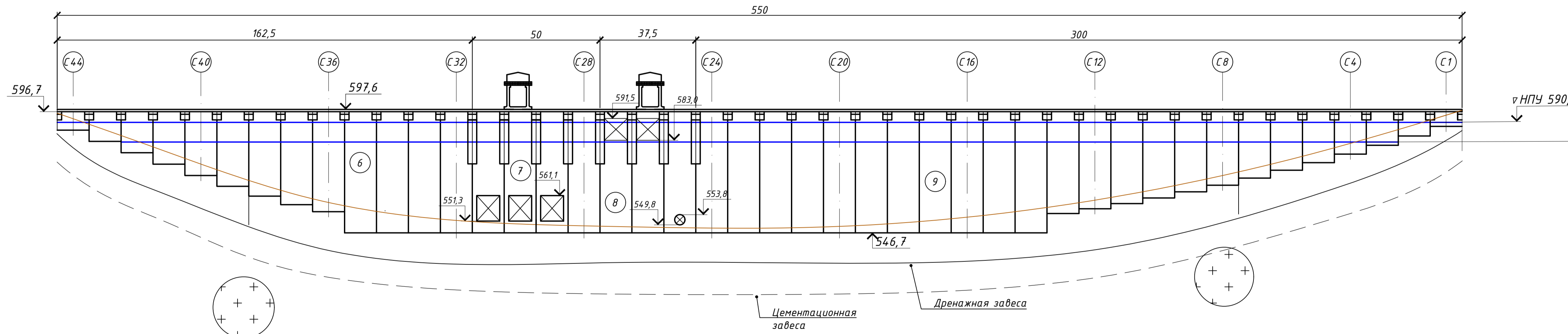
### Баланс мощности



Генеральный план  
Масштаб 1:1000



Вид с верхнего бьефа  
Масштаб 1:1000


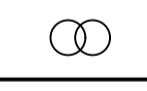

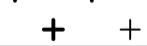


Экспликация объектов

№	Наименование
1	ОРУ 110 кВ
2	Административное здание
3	Площадка для ремонта трансформаторов
4	Монтажная площадка
5	Машинный зал
6	Левобережная глухая плотина
7	Станционная часть бетонной плотины
8	Водосливная часть бетонной плотины
9	Правобережная глухая плотина

Ведомость состава проекта

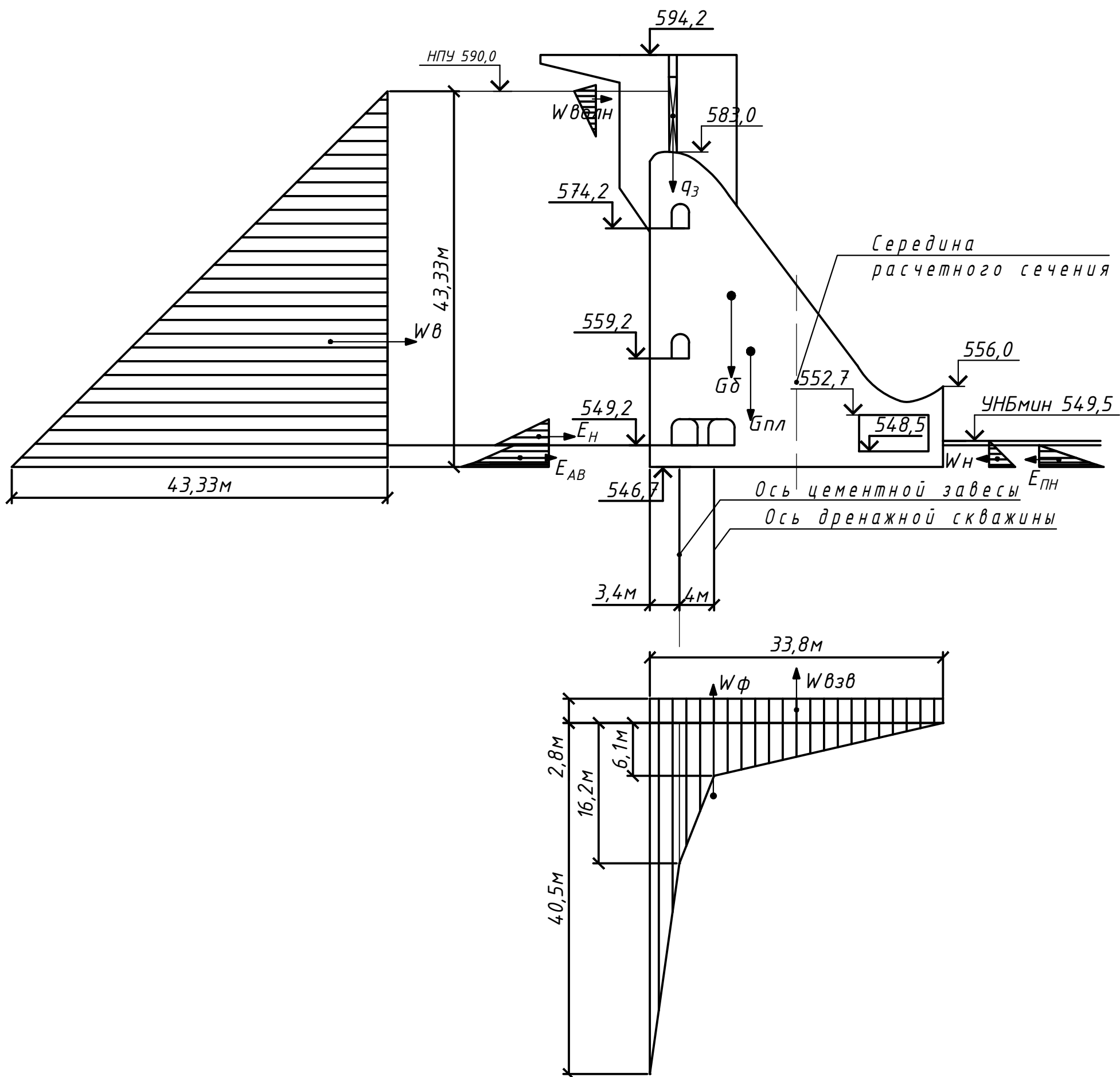
№ П/П	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-14.01636-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость проекта.
2	ВКР-13.03.02-14.01636-ГР1	Поперечный разрез по оси агрегата. Основные характеристики.
3	ВКР-13.03.02-14.01636-ГР2	Поперечный разрез по водосливной плетине. План водосливной плотины.
4	ВКР-13.03.02-14.01636-ГР3	Разрез по оси водосливной плотины. Эпюры напряжений.
5	ВКР-13.03.02-14.01636-ГР4	Разрез по оси водосливной плотины. Действующие нагрузки.
6	ВКР-13.03.02-14.01636-ЭС1	Главная схема электрических соединений.
7	ВКР-13.03.02-14.01636-ЭС2	Устройство релейной защиты гидрогенератора.
8	ВКР-13.03.02-14.01636-ЭС3	Принципиальная схема электрических соединений системы оперативного постоянного тока
9	ВКР-13.03.02-14.01636-ПЗ	Пояснительная записка

-  Гидрогенератор
-  Трансформатор
-  Автодорога
-  Грунт основания, гранит

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР-13.03.02-14.01636-ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Кодылекки				
Проб.	Затеев				
Г. Контр.					
Н. Контр.					
Утв.					
Проектирование Чарышской ГЭС на реке Чарыш				Стадия	Лист
Генеральный план основных сооружений				1	1
				СШФ СФУ, ГЭ14-03Б ГЭС 2018	

## Нагрузки для основного сочетания нагрузок и воздействий

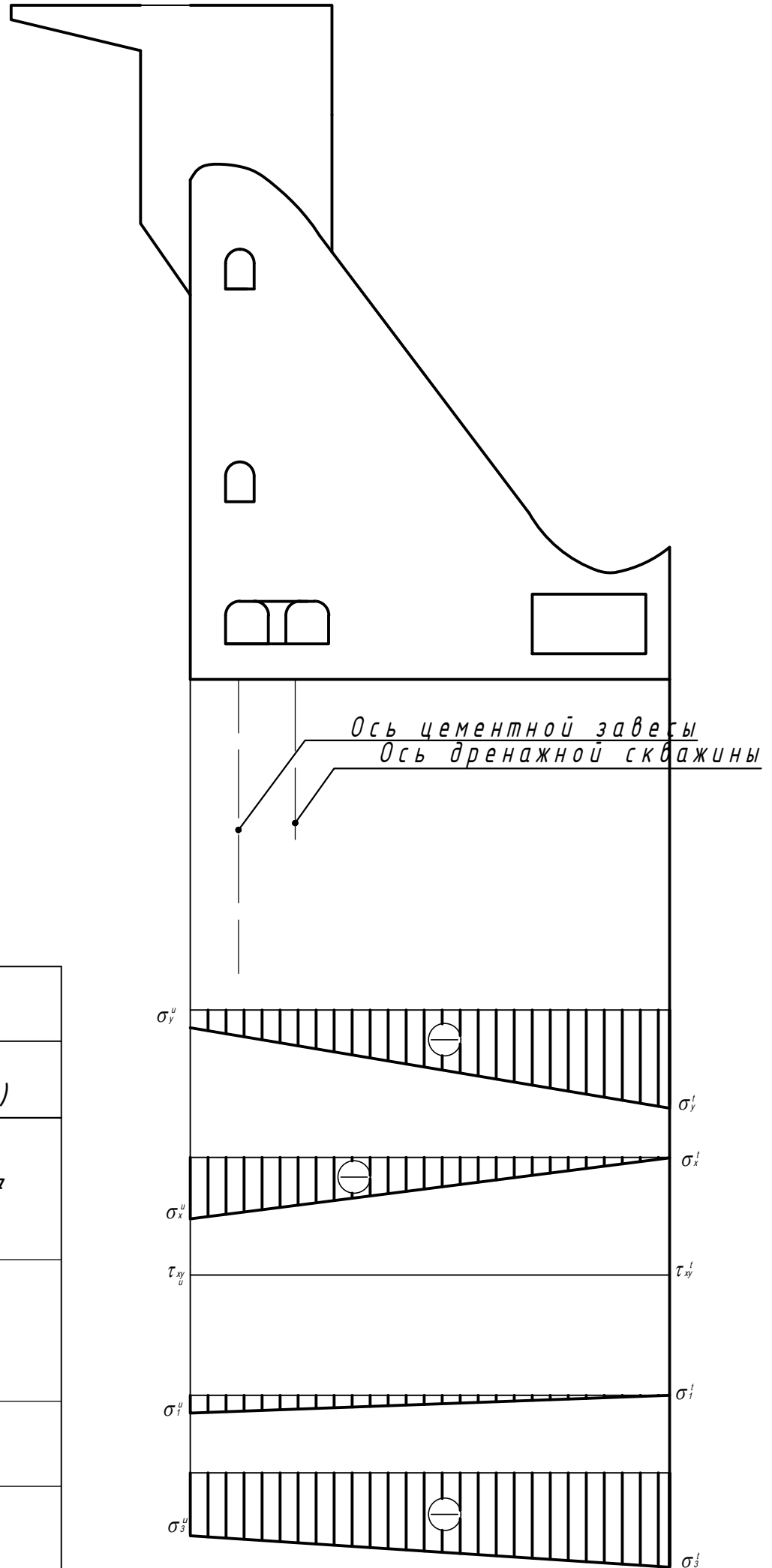


Нагрузка	Обозначение	Значение, кН/м
Вес водосливной части плотины	$G_{пл}$	10993.0
Вес быка	$G_{д}$	5621.0
Вес затвора	$Q_{з}$	26.0
Гидростатическое давление воды со стороны ВБ	$W_{в}$	9387.0
Гидростатическое давление воды со стороны НБ	$W_{н}$	40.0
Сила фильтрационного противодействия	$W_{ф}$	956.5
Взвешивающее давление воды	$W_{взв}$	2227.0
Волновое давление	$W_{волн}$	7.4
Давление наносов	$E_{н}$	18.6
Активное давление грунта	$E_{ав}$	35.0
Пассивное давление грунта	$E_{пн}$	151.7

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401636-ГП

						ВКР-13.03.02-1401636-ГР4			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Кобылецки					Проектирование Чарышской ГЭС на реке Чарыш	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Затеев							1	1
Г. Контр						Разрез по оси водосливной плотины. Действующие нагрузки	СШФ СФУ, ГЭ14-03Б ГТС 2018		
Н. Контр									
Утвердил									

Эпюры напряжений,  
Масштаб 1 мм 50 кПа



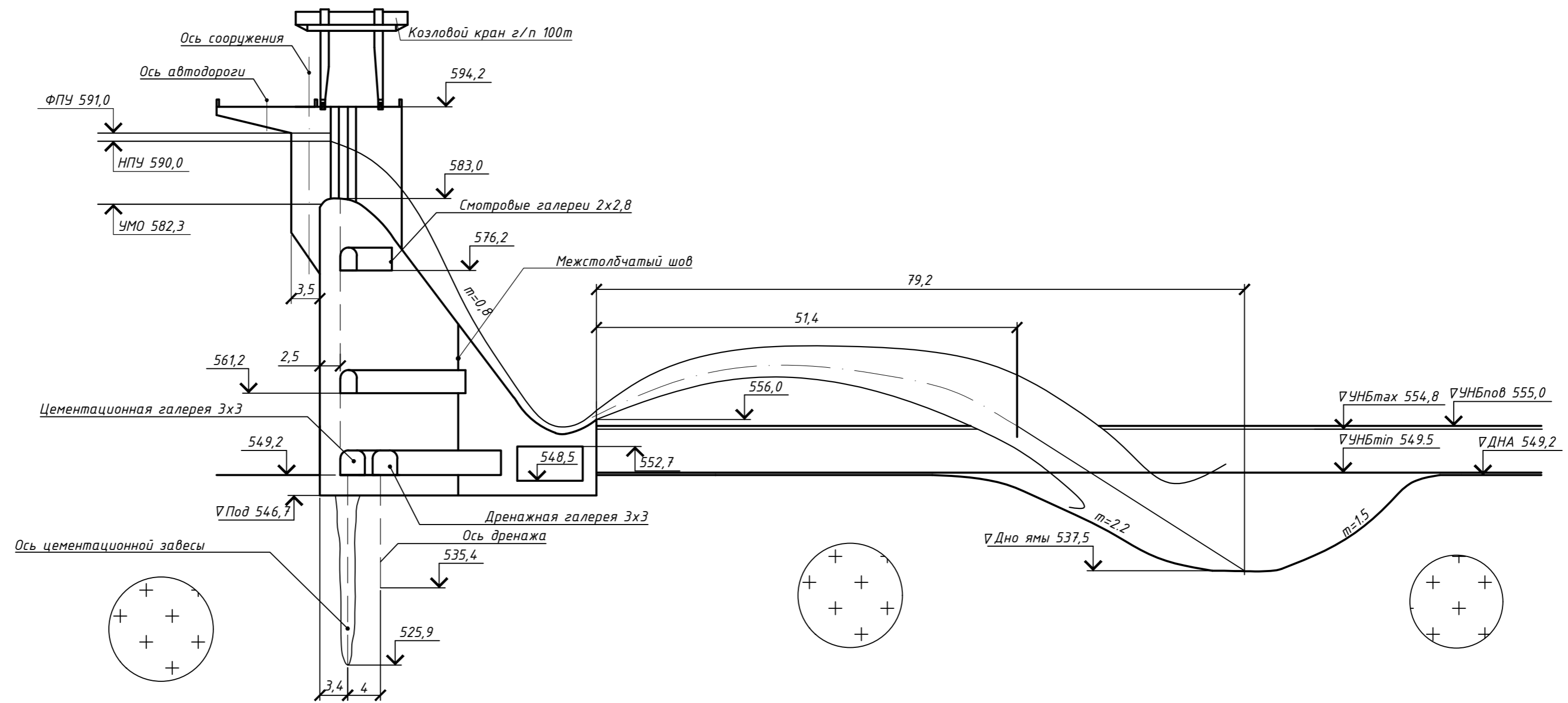
Напряжение	Значение, кПа	
	Верховая грань (u)	Низовая грань (t)
Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке $\sigma_y$	-110	-687
Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке $\sigma_x$	-433	-28
Касательное напряжение $\tau_{xy}$	0	0
Главное минимальное сжимающее напряжение $\sigma_1$	-110	-28
Главное максимальное сжимающее напряжение $\sigma_3$	-433	-687

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401636-ГП

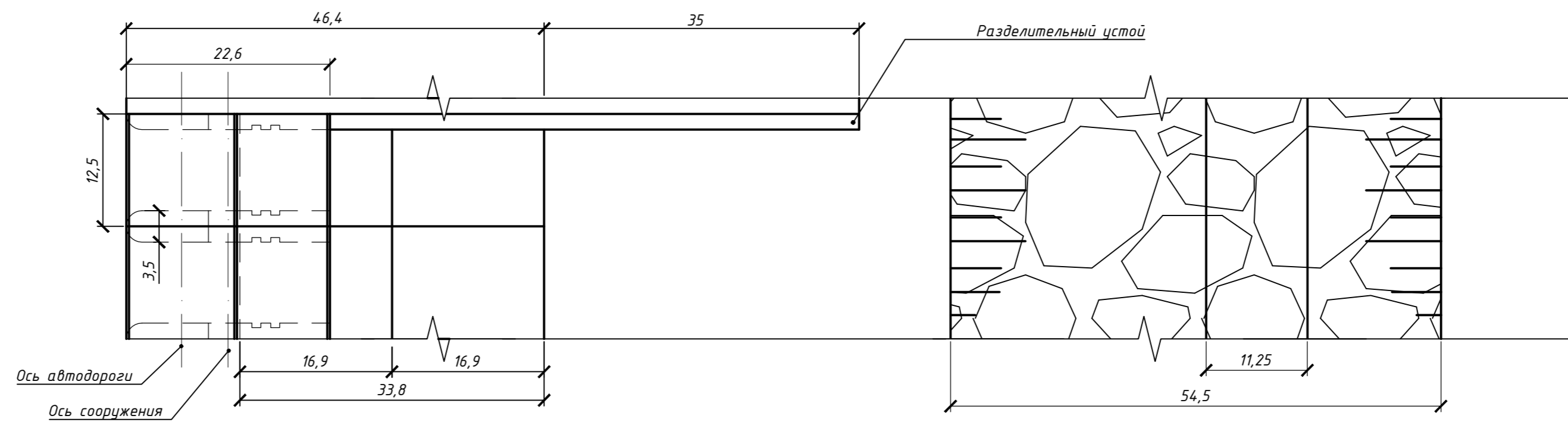
						ВКР-13.03.02-1401636-ГРЗ			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Кобылецки					Проектирование Чарышской ГЭС на реке Чарыш	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Затеев							1	1
Г. Контр						Разрез по оси водосливной плотины. Эпюры напряжений	СШФ СФУ, ГЭ14-03Б		
Н. Контр							ГТС 2018		
Чтвердил									



Поперечный разрез по водосливной плотине  
Масштаб 1:500



План водосливной плотины  
Масштаб 1:500

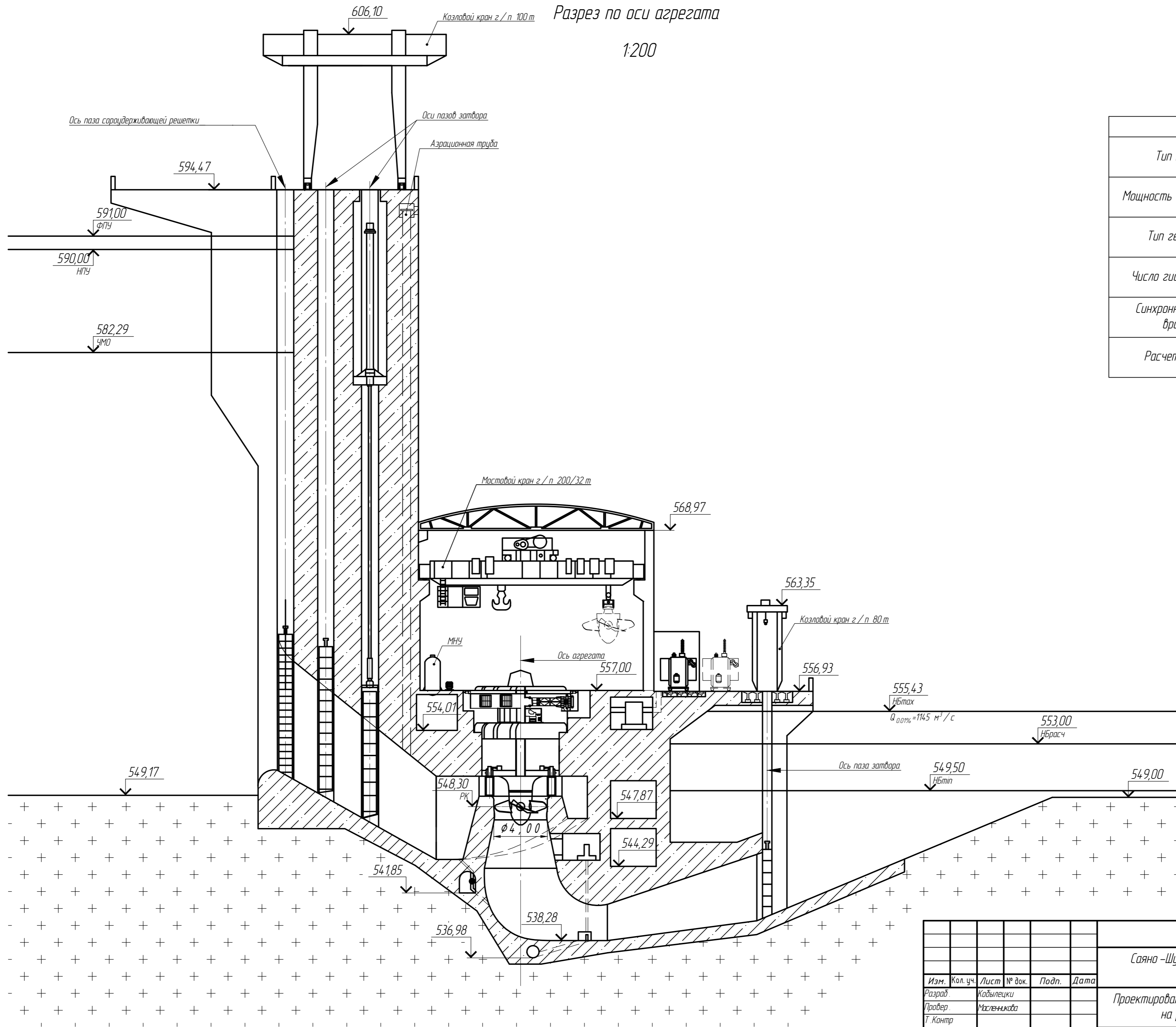


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401636-ГП

ВКР-13.03.02-1401636-ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Кобылецки			
Провер.		Затеев			
Т. Контр					
Н. Контр					
Утвердил					
Проектирование Чарышской ГЭС на реке Чарыш				Стадия	Лист
Поперечный разрез водосливной плотины				1	1
				СШФ СФУ, ГЭ314-03Б ГЭС 2018	

Разрез по оси агрегата

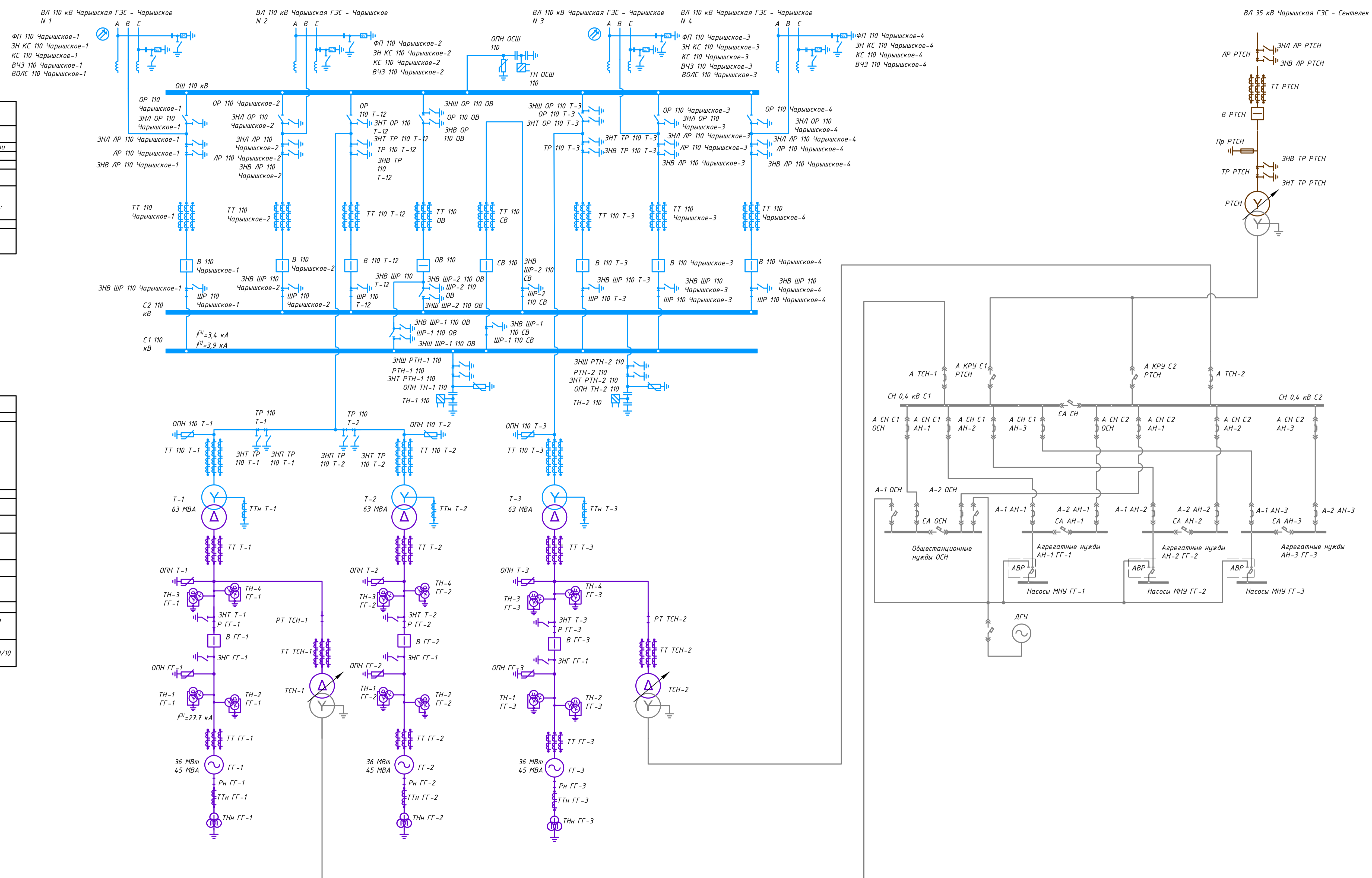
1:200



Основные характеристики	
Тип турбины	ПЛ40/587а-В-400
Мощность гидроагрегата	35,3 МВт
Тип генератора	ВГС 650/130-32
Число гидроагрегатов	3
Синхронная частота вращения	187,5 об/мин
Расчетный напор	32,82 м

ВКР-13.03.02-14.01636-ГР 1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб		Кодылецки			
Провер		Масленникова			
Т. Контр					
Н. Контр					
Утв					
Проектирование Чарышской ГЭС на р. Чарыш				Стадия	Лист
Разрез по оси агрегата. Основные характеристики.				СШФ СФУ, ГЭ 14-03Б	Листов
				ГЭС 2018	

Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Чарышская ГЭС - Чарышское N 1	ВЛ 110 кВ Чарышская ГЭС - Чарышское N 2	ВЛ 110 кВ Чарышская ГЭС - Чарышское N 3	ВЛ 110 кВ Чарышская ГЭС - Чарышское N 4
Конструкция фазы линии	3хАС 150/24	3хАС 150/24	3хАС 150/24	3хАС 150/24

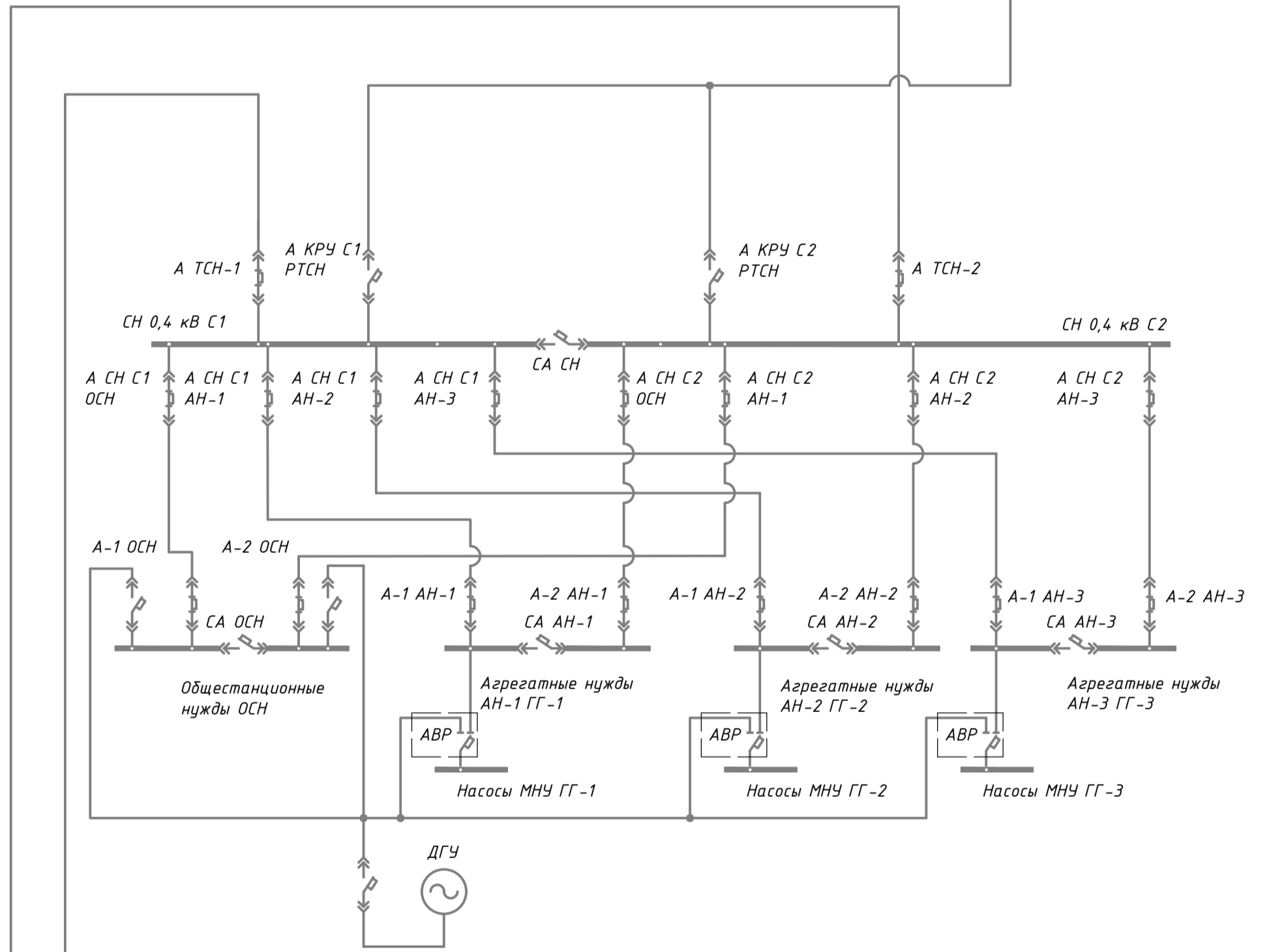


Конденсатор связи
Фильтр присоединения
ВЧ заградитель 110кВ
ВЧ-400-0,25 УХЛ1
Волоконно-оптическая линия связи
Сборные шины 110 кВ
Разъединитель РГ 110/1000 УХЛ1
110 кВ; 1000А; 80 кА
Выключатель ВТБ-110 У1
110 кВ; 2000 А; 40 кА
Встроенный трансформатор тока
ТВ-110, 10Р/10Р/0,55
ОПН 110 кВ
Оптический трансформатор
напряжения
ДНС-3-110, ЗР/0,2

Разъединитель
РГПЗ СЭЩ-2-III-35/1000 УХЛ1
35 кВ; 1000А; 50кА
Выключатель
ВР35НТ-35-25/1600-0/3 УХЛ1
35кВ 1600 А; 25кА
Встроенный трансформатор тока
Т0Л-35-III; 10Р/10Р/0,55
Трансформатор трехфазный
ТМН-1000 35/0,4
1000кВА
Уном=35кВ

Разъединитель РГ 110/1000 УХЛ1
110 кВ; 1000А; 80 кА
ОПН 110 кВ
Трансформатор трехфазный
ТДЦ-63000/110-У1
63 МВА
Уном=121 кВ
Трансформатор тока встроенный:
Ввод ВН: 10Р/10Р/10Р/0,55
Ввод Нейтраль: 10Р/10Р
Ввод НН: 10Р/10Р/0,55
Трансформатор напряжения
ЭНОЛ-10 0,5/3Р
Разъединитель РВРЗ-10/4000 У3
10кВ; 4000А; 125кА
Выключатель
ВФ12-С-10-315/3150 У3
10 кВ; 3150А; 31,5 кА
Трансформатор тока
ТМШ-243; 10Р/0,55
Гидрогенератор
ВГС 650/130-32
4,5 МВт; 36 МВт; 10,5 кВ; 2500А
Трансформатор собственных нужд
ГСЭС 1000 10,5/0,4
Трансформатор тока
Т0Л-СЭЩ-10-IV-01-0,25/5Р/10Р-10/10
/15-100/5 УХЛ1

Дизельгенератор 0,4 кВ; 300 кВт
КРУ 0,4 кВ; 2500 А

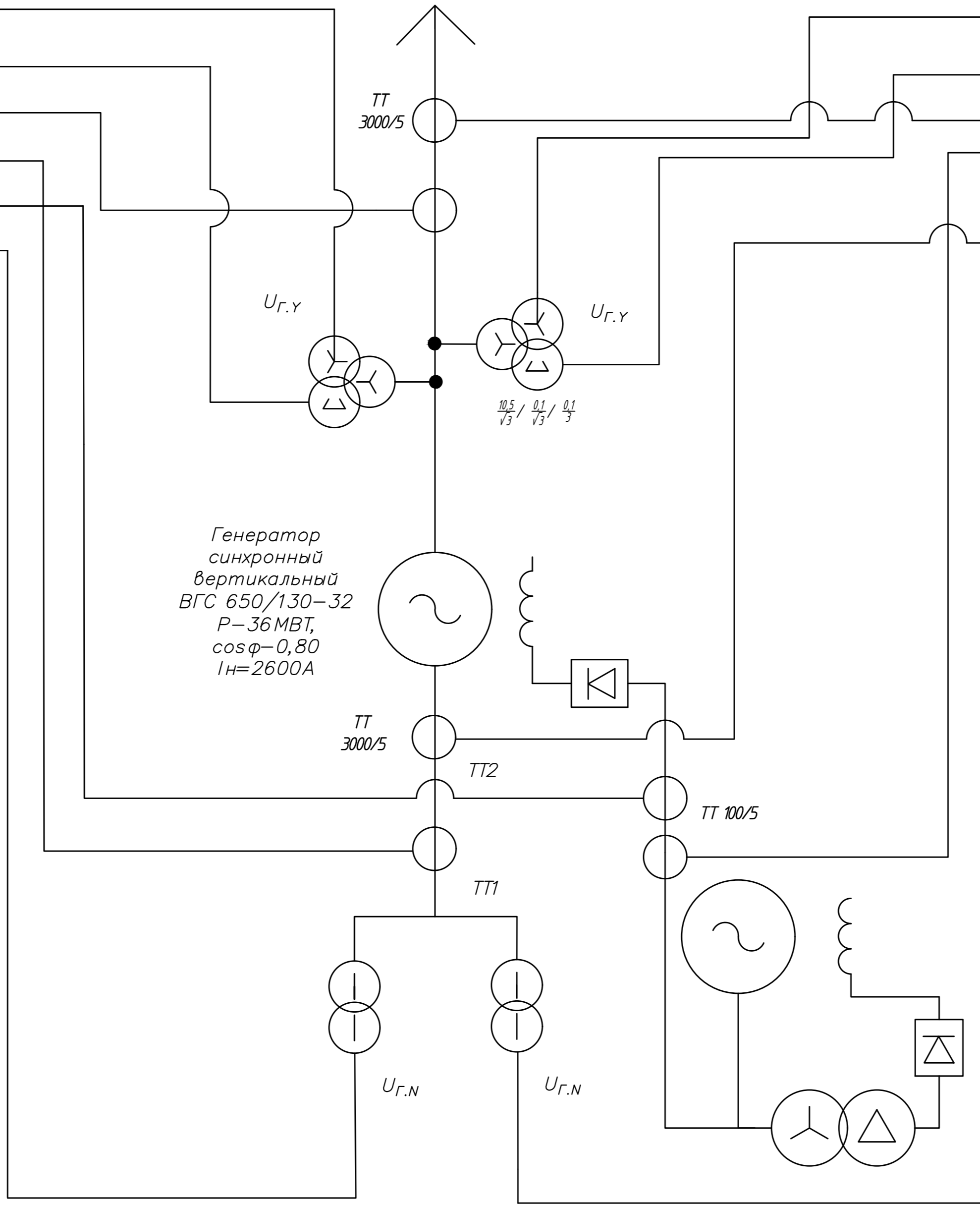


ВКР-13.03.02-1401636-ЭС 1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Мальцев				
Проб.	Мальцев				
Г. Контр.					
Н. Контр.					
Утв.					
Проектирование Чарышской ГЭС на р. Чарыш			Стадия	Лист	Листов
Главная схема электрических соединений			СЩФ СФУ, ГЭ14-03Б		ГЭС 2018

ШЭ 1110 (Система А)		
Z1<, Z2<, U <sub>Г</sub> , U1>, U2>, КИН	U <sub>Г,У</sub>	У
КИН, U <sub>n</sub> (U <sub>0</sub> )	U <sub>А, Δ</sub>	Δ
I Δ Г	I <sub>Г</sub>	У
I Δ Г, I2, I1, Z1<, Z2<	I <sub>НГ</sub>	У
I <sub>Р</sub> >	I <sub>ТВ</sub>	У
U <sub>n</sub> (U <sub>0</sub> )	U <sub>Г, Н</sub>	-

ШЭ 1110 (Система В)		
У	U <sub>Г,У</sub>	Z1<, Z2<, U <sub>Г</sub> , U1>, U2>, КИН
Δ	U <sub>А, Δ</sub>	КИН, U <sub>n</sub> (U <sub>0</sub> )
У	I <sub>Г</sub>	I Δ Г
У	I <sub>ТВ</sub>	I <sub>Р</sub> >
У	I <sub>НГ</sub>	I Δ Г, I2, I1, Z1<, Z2<
-	U <sub>Г, Н</sub>	U <sub>n</sub> (U <sub>0</sub> )

Схема устройств РЗА генератора



Генератор синхронный вертикальный ВГС 650/130-32 Р-36 МВт, cosφ=0,80 I<sub>Н</sub>=2600А

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	I Δ Г	Ток срабатывания	0,15 I <sub>Н</sub>	0,65 А
		Коэффициент торможения	0,3	-
		Уставка начальной торможения	0,5 I <sub>Н</sub>	1,45 А
		Тормозной ток	1,5 I <sub>Н</sub>	4,34 А
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>	U <sub>01Б</sub>	6 В
		t <sub>2</sub>	U <sub>02Б</sub>	10 В
		t <sub>3</sub>	U <sub>0Б</sub>	15 В
ЗПН	U <sub>φ</sub>	2 ступень	U <sub>CP2</sub>	14 U <sub>Н</sub> 140 В
		1 ступень	U <sub>CP1</sub>	14 U <sub>Н</sub> 120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	CO	I <sub>2СИН</sub>	0,07 I <sub>Н</sub> 0,30 А
		ПО	I <sub>2ПЭК</sub>	0,19 I <sub>Н</sub> 0,81 А
		ОТС I	I <sub>2З</sub>	0,42 I <sub>Н</sub> 1,82 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	CO	I <sub>1СИН</sub>	1,07 I <sub>Н</sub> 4,64 А
		ПО	I <sub>1ПЭК</sub>	1,1 I <sub>Н</sub> 4,77 А
		ОТС	I <sub>1ОТС</sub>	1,24 I <sub>Н</sub> 5,3 А
ДЗ	Z<	1 ступень	Z <sub>I</sub>	0,071 0,97 Ом
		2 ступень	Z <sub>II</sub>	0,39 5,49 Ом
Защита ротора от перегрузки	I <sub>Р</sub>	CO	I <sub>РСИН</sub>	1,07 I <sub>Н</sub> 1,64 А
		ПО	I <sub>РПЭК</sub>	1,1 I <sub>Н</sub> 1,68 А
		Отсечка	I <sub>РОТС</sub>	2,19 I <sub>Н</sub> 3,35 А
У	ПУСК	U <sub>CP</sub>	0,66 U <sub>Н</sub>	66 В

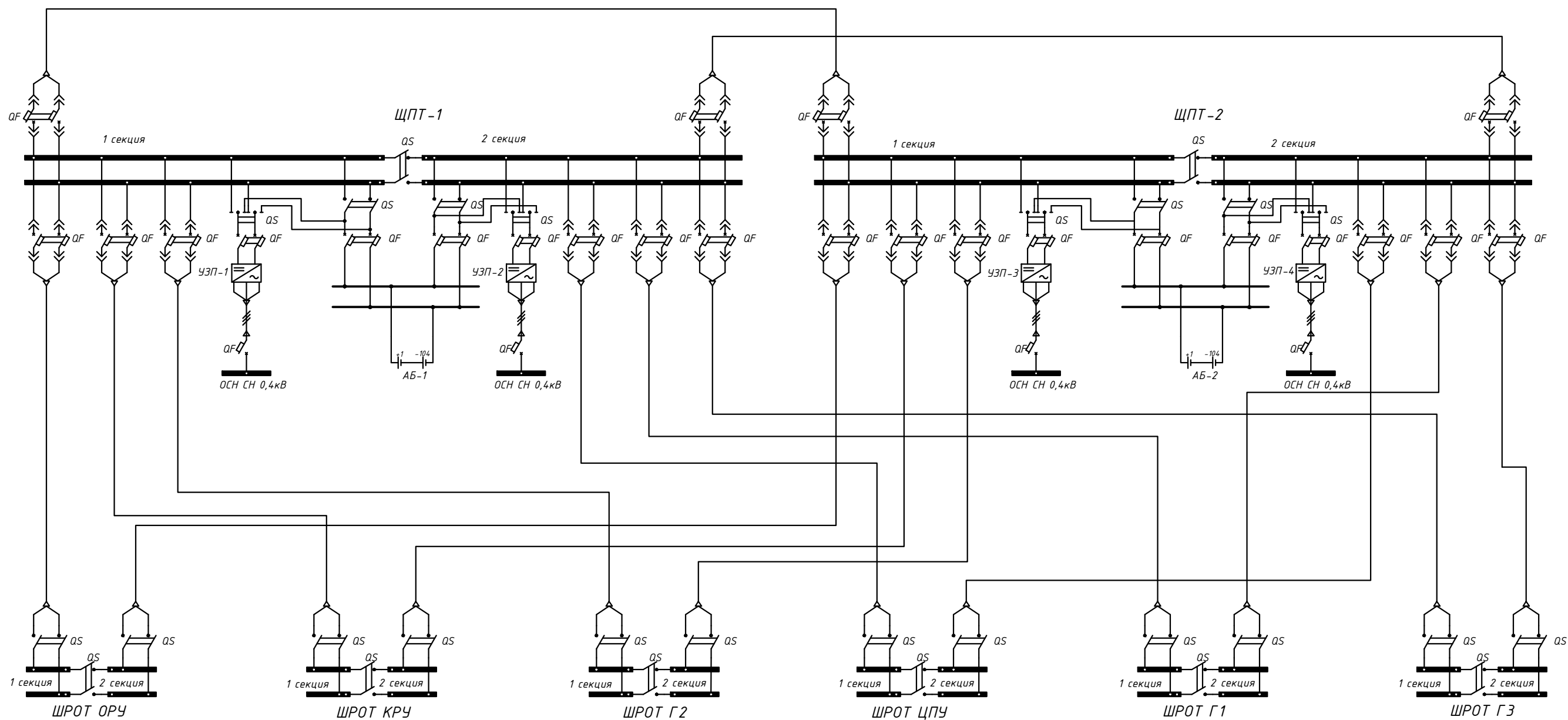
Наименование	Обозначение	Отключение В / Г	Гашение полей	Остановка турбины и сброс АРЗ	Пуск ПХТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТЧ	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Диф. Защита продольная	I Δ Г	+	+	+	+			
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>	+					+
		t <sub>2</sub>						+
		t <sub>3</sub>	+	+	+			
ЗПН	U <sub>φ</sub>	1 ступень t <sub>1</sub>	+	+				
		2 ступень t <sub>2</sub>		+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	CO	+					+
		ИО		+				
		ОТС I	t <sub>1</sub>	+				+
		t <sub>2</sub>		+				
			CO	+				+
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	ИО		+				
		ОТС	t <sub>1</sub>	+				+
		t <sub>2</sub>		+				
		ДЗ	Z<	1 ступень	t <sub>1</sub>	+		
t <sub>2</sub>					+	+		
2 ступень	t <sub>1</sub>			+				+
	t <sub>2</sub>				+			
Защита ротора от перегрузки	I <sub>Р</sub>	CO	+					+
		ИО		+				
		Отсечка	+	+				

**ВКР-13.03.02-14.01636-ЭС 2**

**Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета**

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Кобылецки				
Пров.	Казанцева				
Н. Контр					
Утв.					

Проектирование Чарышской ГЭС на р. Чарыш	Стадия	Лист	Листов
		1	1
Устройство релейной защиты гидрогенератора			ГГЭС, 2018




						<b>ВКР-13.03.02-1401636-ЭСЗ</b>			
						<b>Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета</b>			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>Проектирование Чарышской ГЭС на р. Чарыш</b>	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кобылецки							
Пров.		Мальцев							
Т. Контр									
Н. Контр									
Утв.						<b>Принципиальная схема электрических соединений системы оперативного постоянного тока</b>	<b>СШФ СФУ, ГЭ14-03Б ГГЭЭС 2018</b>		

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.О.Погорелаяев

подпись

инициалы, фамилия

«13» 06 2018г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧАРЫШСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАРЫШ. СХЕМЫ И  
ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ СЕТИ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО  
ТОКА ГЭС, РУ. РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС**

Руководитель

 13.06  
подпись, дата

Инженер ОС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»  
должность

Ю.А. Мальцев  
инициалы, фамилия

Выпускник

 13.06  
подпись, дата

С.К. Кобылецки  
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018