

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.Погоняйченко
подпись инициалы, фамилия
« » 2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХОРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ХОР.
МЕТОДЫ ПРОВЕРКИ И ИСПРАВЛЕНИЯ ЛИНИИ ВАЛА
ГИДРОАГРЕГАТА.**

Руководитель


подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС
должность

В.И.Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

К.В.Эйдемиллер
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Хорской ГЭС на реке Хор. Методы проверки и исправления линии вала гидроагрегата».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 09.06.18 Зайцева Е.Ю
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

[Подпись] И.И. Масинникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

[Подпись] 08.06.18 И.И. Потошняк
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

[Подпись] 08.06.18 В.В. Сахарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

[Подпись] 09.06.18 В.Б. Захаров
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

[Подпись] 07.06.18 И.И. Потошняк
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

[Подпись] 06.06.18 В.В. Лаврова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ХОРСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.1.4 Сейсмические условия.....	11
2 Водноэнергетический расчет	13
2.1 Регулирование стока воды	13
2.1.1 Выбор маловодного и средневодного года	13
2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов.....	16
2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки . ИКН энергосистемы	16
2.2.2 Построение max графиков нагрузки энергосистемы	17
2.2.3 Расчет режимов ГЭС без регулирования с учетом требования по ВХК.....	19
2.2.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по маловодному году (90%)	20
2.3 Определение установленной мощности .Баланс мощностей	23
2.3.1 Баланс энергий	24
3 Основное и вспомогательное оборудование	25
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	25
3.1.1 Построение режимного поля	25
3.1.2 Выбор системы , типа и количества гидроагрегатов	26
3.2 Определение заглубления рабочего колеса.....	29
3.2.1 Работа одного агрегата при его полной нагрузке и N_p	29
3.2.2 Работа одного агрегата при его полной нагрузке и N_{max}	30
3.2.4 Заглубление водозабора на величину воронкообразования.....	32
3.2.5 Расчет спиральной камеры.....	32
3.2.6 Выбор типа маслонапорной установки (МНУ)	35
3.2.7 Выбор электрогидравлического регулятора	35
4 Электрическая часть	36
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд	36
4.2 Выбор силового оборудования	37
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками	37
4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд	38
4.3 Распределительное устройство.....	38
4.3.1 Выбор проводов и отходящих воздушных линий	38

4.3.2	Выбор схемы распределительного устройства	39
4.3.3	Технико-экономический анализ	40
4.4	Электротехническое оборудование.....	41
4.4.1	Расчёт токов короткого замыкания	41
4.4.3	Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов.....	42
4.4.2	Выбор генераторного аппаратного комплекса	43
4.4.4	Выбор выключателей и разъединителей	44
5	Релейная защита и автоматика	47
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	47
5.2	Расчёт номинальных токов	48
5.3	Перечень защит основного оборудования.....	48
5.4	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	49
5.5	Продольная дифференциальная защита генератора	50
5.6	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	52
5.7	Защита от повышения напряжения	55
5.8	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	55
5.9	Защита от симметричных перегрузок	58
5.10	Дистанционная защита генератора	60
5.11	Защита ротора от перегрузки.....	62
5.12	Матрица отключений.....	64
5.13	Таблица уставок	65
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	66
6.1	Проектирование водосливной плотины	66
6.1.1	Состав гидротехнического сооружения	66
6.2	Сооружения гидроузла	66
6.2.1	Грунтовая плотина	66
6.2.2	Бетонная плотина	68
6.3	Гидравлические расчеты	69
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта	69
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	69
6.3.3	Построение профиля водосливной грани.....	72
6.3.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	73
6.3.5	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	74
6.3.6	Пропуск расходов через глубинного отверстия	76
6.3.7	Определение ширины подошвы плотины	77
6.3.8	Разрезка бетонных плотин швами.....	77
6.3.9	Назначение быка	78
6.3.10	Устои	78
6.3.12	Галереи в теле плотины.....	79
6.3.13	Противофильтрационные элементы подземного контура.....	80
6.3.14	Дренажные устройства в основании в скальных грунтах	81
6.4	Определение нагрузок и воздействий на плотину для основного их сочетания.....	81
6.4.1	Фильтрационное давление	81

6.4.2 Взвешивающее давления.....	82
6.4.3 Вес сооружения.....	83
Площадь быка и водосливной плотины будем вычислять графическим методом (рисунок 6.7)	83
6.4.4 Сила гидростатического давления воды.....	84
6.4.5 Давление грунта	84
6.4.6 Волновое давление.....	88
6.5 Оценка прочности плотины	89
6.5.1 Определение напряжений	89
6.5.2 Критерии прочности плотины	91
6.5.3 Расчёт устойчивости плотины	92
7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы.....	94
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	94
7.2 Охрана труда.....	94
7.3 Пожарная безопасность.....	96
7.4 Охрана природы	99
7.4.1 Общие положения.....	99
8 Оценка объемов реализации энергии и расходов.....	101
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	101
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	101
8.3 Налоговые расходы.....	103
8.4 Оценка суммы прибыли	104
8.5 Оценка инвестиционного проекта.....	105
8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	106
8.7 Бюджетная эффективность	106
8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов.....	107
9 Методы проверки и исправления линии вала гидроагрегата.....	110
9.1 Виды нарушений центровки вертикальных гидроагрегатов.....	110
9.2 Технические требования к выполнению операций по проверке центровки и устранению ее дефектов.....	111
9.3 Проверка биения вала и диска пяты гидрогенератора	112
9.4 Технологические требования к проверке центровки и устранению ее дефектов	113
9.4.1 Проверка общей линии валов методом поворота ротора на 360°	113
9.4.2 Методы поворота роторов гидроагрегатов	114
9.4.3 Проверка уклона валов.....	117
9.5 Центровка неподвижных частей гидроагрегата	117
9.6 Особенности выполнения центровки гидроагрегатов с безвальным исполнением гидрогенератора.....	119
9.7.1 Устранение неперпендикулярности диска подпятника	120
9.7.2 Устранение излома линии валов во фланцах	121
9.7.3 Устранение уклона валов	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	123
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	125

ПРИЛОЖЕНИЕ А	128
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	130

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ХОРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Хор (приток Уссури)
2. Местонахождение ГЭС.....Хабаровский Край
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС
4. Характерные расходы воды:
 - а) Среднегоголетний.....176 м³/с
 - б) всех турбин.....329 м³/с
 - в) максимальный с обеспеченностью: 1%771,4 м³/с
0,01%.....956,4 м³/с
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой
 - б) отметка: НПУ.....185,0
ФПУ187,0
УМО.....173,3м
 - в) объемы
полный.....4,8 м³
полезный.....2,25м³
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....39,8м
 - б) расчетный.....28,7м
 - в) минимальный.....24,2м
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность
установленная.....111,2МВт
гарантированная.....66 МВт
 - б) среднегоголетняя выработка энергии.....377 млн. кВт·ч
8. Плотина(общая длина/максимальная высота):
 - а) правобережная глухая бетонная плотина.....147,1м/51,2м
 - б) станционная часть.....55м/51,2м
 - в) левобережная глухая бетонная плотина.....33м/51,2м
 - в) грунтовая плотина.....1190м/51,2м
9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип.....поверхностных водослив
 - б) число и размер пролетов.....2х8м
 - в) общая длина.....22м
 - г) максимальная высота.....51,2м
10. Здание ГЭС
 - а) тип здания.....Приплотинное
 - б) число агрегатов.....4
 - в) грунты в основании.....Суглинок
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидальная
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая
11. Основное оборудования:

- а) тип турбин.....ПЛ40а-В-3
- б) тип генератора.....СВ-566/125-32
- в) номинальная активная мощность генератора.....25,5МВт
- г) частота вращения.....187,5 об/мин
- д) тип трансформаторов.....ТДЦ-63000/220-У1
- 12. Техничко-экономические показатели
- а) срок окупаемости.....5,3 лет
- б) себестоимость.....0,9 руб/ кВт·ч
- в) удельные капиталовложения.....24910,7 руб/ кВт·ч

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанция – это высокоэффективное экологически чистое и экономичное современное предприятие по производству электроэнергии. В последние десятилетия наблюдаются качественные изменения в мировой гидроэнергетике, обусловленные экономическими, политическими и технологическими причинами.

Среди важнейших факторов, которые определяют развитие гидроэнергетики, - степень освоенности гидроэнергетического потенциала территорий. В развитых странах мира, как правило, освоена большая часть экономически целесообразного гидропотенциала, в частности в Европе - 75%, в Северной Америке - около 70%, и практически исчерпаны возможности для строительства крупных ГЭС.

В развивающихся странах, напротив, большая часть гидропотенциала (включая крупный) остается неосвоенной: от более чем 93% в Африке до 67% в Южной Америке.

В последнее время, в связи с истощением природных ресурсов, всё больше внимания уделяют возобновляемым природным источникам энергии. Одним из таких источников является вода. Хотя вода далеко не новый источник энергии и многие страны уже на сто процентов использовали свой гидропотенциал (например, Норвегия), в нашей стране для ее развития имеется достаточно большое пространство. Поэтому именно гидроэнергетика имеет все шансы, для того чтобы в ближайшее время занять лидирующее положение в сфере производства электроэнергии, вытеснив вместе с этим морально и физически устаревшие генерирующие мощности.

Целью данного дипломного проекта в первую очередь является закрепление всего пройденного курса обучения по специальности «Гидроэлектростанции». В дипломном проекте отражены принятые технические решения и приведено обоснование выбранных параметров.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Экологический коридор "Хорский" расположен в районе имени Лазо Хабаровского края . Сток внутри года распределен крайне неравномерно: 95-96% его проходит в теплую часть года (IV-XI) , причем около 75% — в летне-осенний период (IV-XI).

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Хорский гидроузел расположен в 36 км от поселка Бичёвая Хабаровского Края. Река Берёт начало на западных склонах Сихотэ-Алиня и в 10 км ниже посёлка Хор впадает в реку Уссури. Средняя температура января в континентальных районах колеблется от $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ – на юге, до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ –на севере; на морском побережье — от $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля на юге $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, на севере $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$..

1.1.2 Гидрологические данные

Своё начало река берёт у западных склонов Сихотэ-Алиня, а в падает реку Уссури в 10 км от посёлка Хор. Продолжительность реки составляет 453 км. Бассейн реки общей площадью - 24 700 км².. В летнее время интенсивные продолжительные дожди являются причиной частых многоводных паводков. Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1- Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа		
V, км ³	Zвб, м	Zнб	Qлет, м ³ /с	Qзим, м ³ /с
0	143,5	143	0	0
0,5	163,5	145	150	120
1	173,2	147,6	400	320
1,5	179,5	149,6	625	500
2	183,3	151,2	800	640
2,5	186,4	153	1000	800
3	189	155	1200	960
3,5	191,4	143	0	0

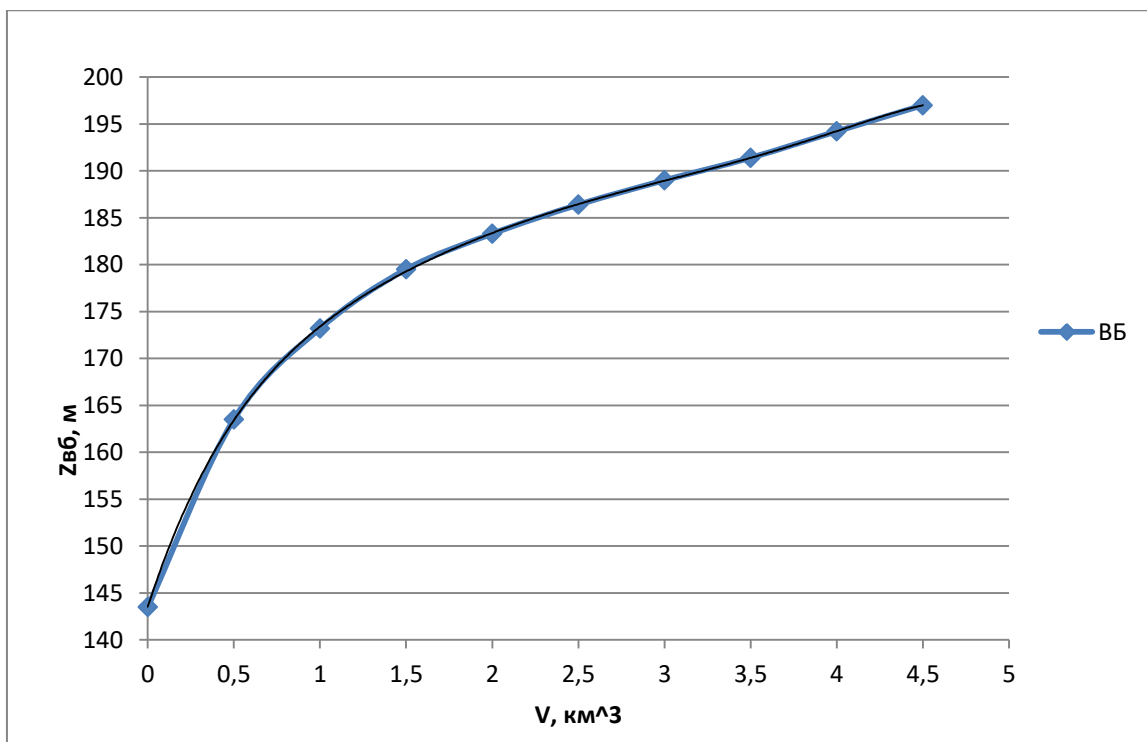


Рисунок 1.1 - Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

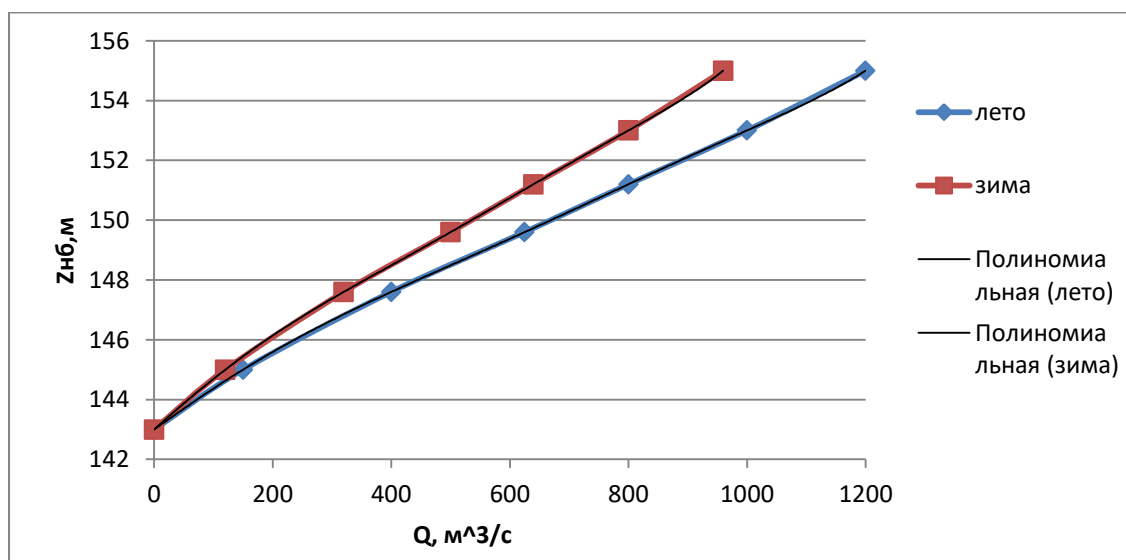


Рисунок 1.2 - Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

Основные притоки Хора (реки : Сукпай , Чуй , Кабули , Чукен , Катэн, Кафэн и Матай) впадают в него слева , а справа Хорский Хребет , формирующий крутой и гористый правый берег реки

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная

сейсмическая интенсивность района расположения Хорской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 7 баллам шкалы MSK-64.

2 Водноэнергетический расчет

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Выбор маловодного и средневодного года

В соответствии с методикой выбора расчётных гидрографов год разделяется на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный(межень). Изначально считается, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составляют маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаются одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья(к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII и IX месяцы; к периоду межени относятся X, XI, XII, I, II, III и IV месяцы). Начало года считается с начала половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Каждая последовательность ранжируется в порядке убывания. Обеспеченность рассчитывается по формуле.

Гидрологический ряд наблюдений за рекой Хор за период 1940-1989 гг. Представлен в приложении А, таблица А.1.

Обеспеченность определяется по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100, \quad (2.1)$$

где m - порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке;

$n = 50$ - общее число членов ряда.

Результаты расчётов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1-Расчётные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

m	P	Средневодный		Половодье		Межень	
		Год	$Q_{ср}$	Год	$Q_{пол}$	Год	$Q_{меж}$
1	2	1977	230	1977	456	1954	98
2	4	1966	211	1966	417	1969	85
3	6	1946	199	1960	374	1949	79
4	8	1954	199	1946	369	1946	78
5	10	1969	188	1974	360	1985	75
6	12	1960	185	1955	355	1973	72
7	14	1955	184	1963	351	1977	69
8	16	1949	182	1954	342	1975	67

Окончание таблицы 2.1

m	P	Средневдный		Половодье		Межень	
		Год	$Q_{\text{ср}}$	Год	$Q_{\text{пол}}$	Год	$Q_{\text{меж}}$
9	18	1974	180	1968	339	1984	65
10	20	1963	179	1981	337	1941	65
11	22	1981	177	1969	333	1978	65
12	24	1968	176	1949	327	1948	64
13	25	1945	166	1945	326	1966	63
14	27	1976	164	1944	323	1981	63
15	29	1944	163	1976	320	1940	62
16	31	1978	161	1979	312	1955	62
17	33	1979	161	1950	301	1987	62
18	35	1985	161	1978	297	1944	61
19	37	1950	155	1943	295	1965	61
20	39	1965	155	1947	291	1968	60
21	41	1967	153	1965	287	1943	59
22	43	1947	151	1967	285	1980	57
23	45	1940	149	1958	284	1963	57
24	47	1948	148	1952	282	1967	57
25	49	1952	148	1964	281	1942	55
26	51	1957	148	1957	281	1989	54
27	53	1980	147	1987	277	1986	54
28	55	1987	147	1983	274	1956	54
29	57	1942	144	1980	273	1970	54
30	59	1956	144	1940	271	1957	53
31	61	1958	143	1956	270	1945	53
32	63	1964	143	1985	270	1951	53
33	65	1983	143	1942	270	1979	53
34	67	1951	140	1948	267	1976	53
35	69	1975	140	1951	263	1974	52
36	71	1984	139	1988	258	1952	52
37	73	1973	138	1984	242	1988	52
38	75	1988	138	1975	242	1950	52
39	76	1943	133	1972	241	1947	51
40	78	1989	128	1989	233	1983	49
41	80	1972	127	1973	230	1960	49
42	82	1941	126	1970	227	1962	48
43	84	1970	126	1986	226	1972	47
44	86	1986	126	1962	225	1953	47
45	88	1962	122	1953	223	1971	46
46	90	1971	120	1971	213	1964	45
47	92	1953	116	1941	213	1982	44
48	94	1961	114	1961	212	1959	44
49	96	1959	107	1959	195	1961	44
50	98	1982	103	1982	185	1958	43

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для маловодного и среднегодового года, представляющие собой отношение расхода заданной обеспеченности для каждого сезона к фактическому его значению.

Средневодный год (50%).

Коэффициент приведения межени:

$$K_M = \frac{Q_{1957}}{Q_{1957}} = 1; \quad (2.2)$$

Коэффициент приведения половодья:

$$K_{II} = \frac{Q_{1957}}{Q_{1957}} = 1; \quad (2.3)$$

1957 год в приведении не требуются. Расходы остаются прежними (таблице 2.2).

Таблица 2.2-Расход по средневодному году(50%)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее
Q _{Исх}	21,5	21	68	128	288	394	308	261	154	67	39	27,5	148

Маловодный год (90%)

Коэффициент приведения межени:

$$K_M = \frac{Q_{1971}}{Q_{1971}} = 1; \quad (2.4)$$

Коэффициент приведения половодья:

$$K_{II} = \frac{Q_{1971}}{Q_{1971}} = 1; \quad (2.5)$$

1971 год в приведении не нуждается. Расходы остаются прежними (таблице 2.3)

Таблица 2.3-Расход по маловодному году (90%)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее
Q _{Исх}	21,3	16,5	68	68	182	346	217	234	135	62	59	32,8	120

По результирующим таблицам для средневодного и маловодного годов построится гидрограф (рисунок 2.1.)

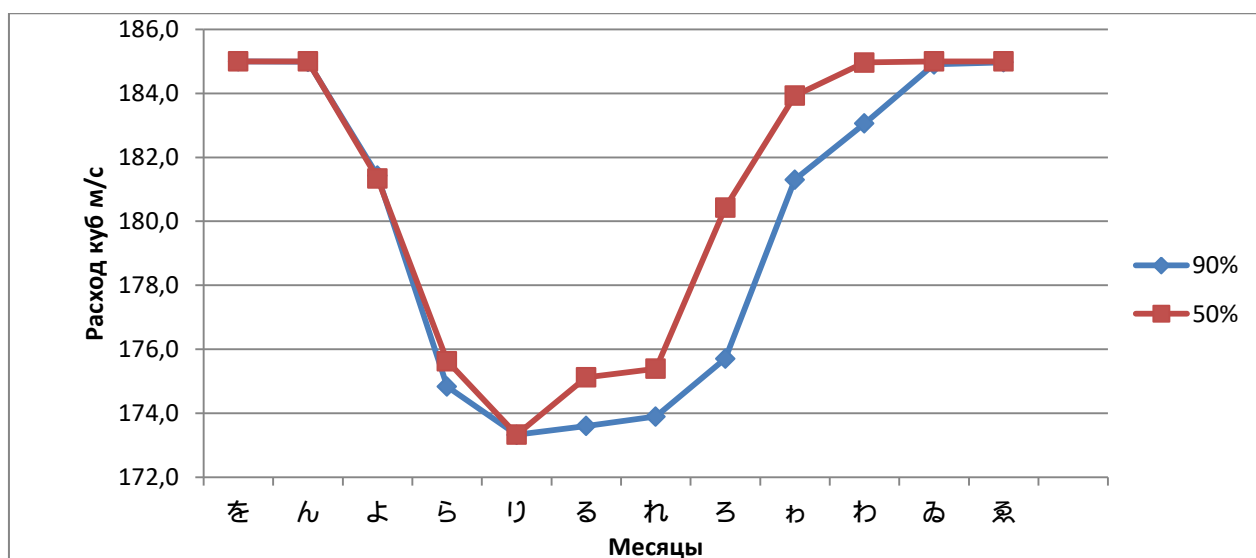


Рисунок 2.1- Гидрограф реки

2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки . ИКН энергосистемы

Хабаровское региональное диспетчерское управление (РДУ) является одним из филиалов АО «СО ЕЭС» и в ходит в режим работы энергосистем Востока. Операционная зона ОДУ Востока охватывает субъекты федерации с площадью 4457,4 тыс.км² в городах и населенных пунктах, расположенной на этой территории проживают 5,2 млн человек. Хабаровский Край имеет изолированную часть- Николаевский энергорайон .

Возьмем данные одних летних и зимних суток с сайта системного оператора. Таблица 2.4 отображает потребление летнего периода и зимнего.

Таблица 2.4 - Данные энергосистемы

Зимние сутки		Летние сутки	
Время Мск	Мощность потребления (МВт)	Время Мск	Мощность потребления (МВт)
24.12.15 0:00	1083,5	24.06.15 0:00	650,5
24.12.15 1:00	1098,75	24.06.15 1:00	614,5
24.12.15 2:00	1071	24.06.15 2:00	607,5
24.12.15 3:00	1055,75	24.06.15 3:00	602
24.12.15 4:00	1066	24.06.15 4:00	598,5
24.12.15 5:00	1093	24.06.15 5:00	633,25
24.12.15 6:00	1162,25	24.06.15 6:00	659,75
24.12.15 7:00	1185,5	24.06.15 7:00	712
24.12.15 8:00	1212,25	24.06.15 8:00	755
24.12.15 9:00	1217,5	24.06.15 9:00	790,75
24.12.15 10:00	1220	24.06.15 10:00	774,75
24.12.15 11:00	1210,75	24.06.15 11:00	789,75
24.12.15 12:00	1200,75	24.06.15 12:00	781,5

Окончание таблицы 2.4

Зимние сутки		Летние сутки	
Время Мск	Мощность потребления (МВт)	Время Мск	Мощность потребления (МВт)
24.12.15 13:00	1195	24.06.15 13:00	775,75
24.12.15 14:00	1170,25	24.06.15 14:00	793
24.12.15 15:00	1168,75	24.06.15 15:00	776,75
24.12.15 16:00	1183,25	24.06.15 16:00	786,75
24.12.15 17:00	1251,5	24.06.15 17:00	792
24.12.15 18:00	1276,5	24.06.15 18:00	786
24.12.15 19:00	1250	24.06.15 19:00	789
24.12.15 20:00	1235	24.06.15 20:00	800,25
24.12.15 21:00	1228,5	24.06.15 21:00	839
24.12.15 22:00	1202	24.06.15 22:00	783
24.12.15 23:00	1141	24.06.15 23:00	720,25

Для построенных суточных графиков нагрузки строятся интегральные кривые нагрузки (ИКН). В таблицу 2.5 сведем данные для построения.

Таблица 2.5- Данные для построения ИКН

Мощность РДУ (МВт)	P	ΔP	t	$\Delta \mathcal{E}$ (млн. кВт*ч)	P	\mathcal{E}
693,3	804,3	27,75	1	0,028	27,75	0,028
740,8	776,5	0,5	2	0,001	28,25	0,029
767,8	776,0	5,75	3	0,017	34	0,046
770,3	770,3	2,5	4	0,010	36,5	0,056
766,5	767,8	0,25	5	0,001	36,75	0,057
758,5	767,5	1	6	0,006	37,75	0,063
762,3	766,5	1,5	7	0,011	39,25	0,074
753,0	765,0	2,75	8	0,022	42	0,096
749,5	762,3	3,75	9	0,034	45,75	0,130
749,5	758,5	3	10	0,030	48,75	0,160
755,5	755,5	2,5	11	0,028	51,25	0,187
765,0	753,0	3,5	12	0,042	54,75	0,229
767,5	749,5	0	13	0,000	54,75	0,229
776,0	749,5	8,75	14	0,123	63,5	0,352
804,3	740,8	24,25	15	0,364	87,75	0,715
776,5	716,5	23,25	16	0,372	111	1,087
716,5	693,3	39,25	17	0,667	150,25	1,755
653,3	654,0	0,75	18	0,014	151	1,768
609,5	653,3	43,75	19	0,831	194,75	2,599
591,3	609,5	6,75	20	0,135	201,5	2,734
586,3	602,8	11,5	21	0,242	213	2,976
583,5	591,3	5	22	0,110	218	3,086
602,8	586,3	2,75	23	0,063	220,75	3,149
654,0	583,5	583,5	24	14,004	804,25	17,153

2.2.2 Построение тах графиков нагрузки энергосистемы

Используя данные из суточного графика $P(t)$, построим годовые графики максимальных и среднемесечных нагрузок энергосистемы:

Максимальная нагрузка определяется по формуле:

$$P_t = a + b \cdot \cos(30^0 t - 15^0); \quad (2.6)$$

где t – порядковый номер месяца в году;
 a, b , – коэффициенты.

$$a = \frac{P_3^{max} + P_{л}^{max}}{2} = \frac{1268,5 + 804,25}{2} = 1036,4 \text{ МВт}; \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_{л}^{max}}{2} = \frac{1268,5 - 804,25}{2} = 231,1 \text{ МВт}; \quad (2.8)$$

$$P_t^{max} = 1036,4 + 231,1 \cdot \cos(30^0 * 1 - 15^0) = 1261,2 \text{ МВт};$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем аналогично, только по данным среднего потребления за зимний и летний месяц:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_{л}^{max}}{2} = 944,4 \text{ МВт} \quad (2.9)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_{л}^{max}}{2} = 229,70 \text{ МВт}. \quad (2.10)$$

Результаты расчета максимальной и средней нагрузки энергосистемы представлены в таблице 2.6 за год.

Таблица 2.6- Данные нагрузок энергосистемы

Номер месяца, t	Максимальная нагрузка энергосистемы P_t^{max} , МВт	Среднемесячные нагрузки энергосистемы P_t , МВт
1	1261	1178
2	1201	1117
3	1097	1011
4	977	889
5	872	784
6	812	723
7	812	723
8	872	783
9	976	889
10	1096	1011
11	1200	1116
12	1260	1177

График максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.2.

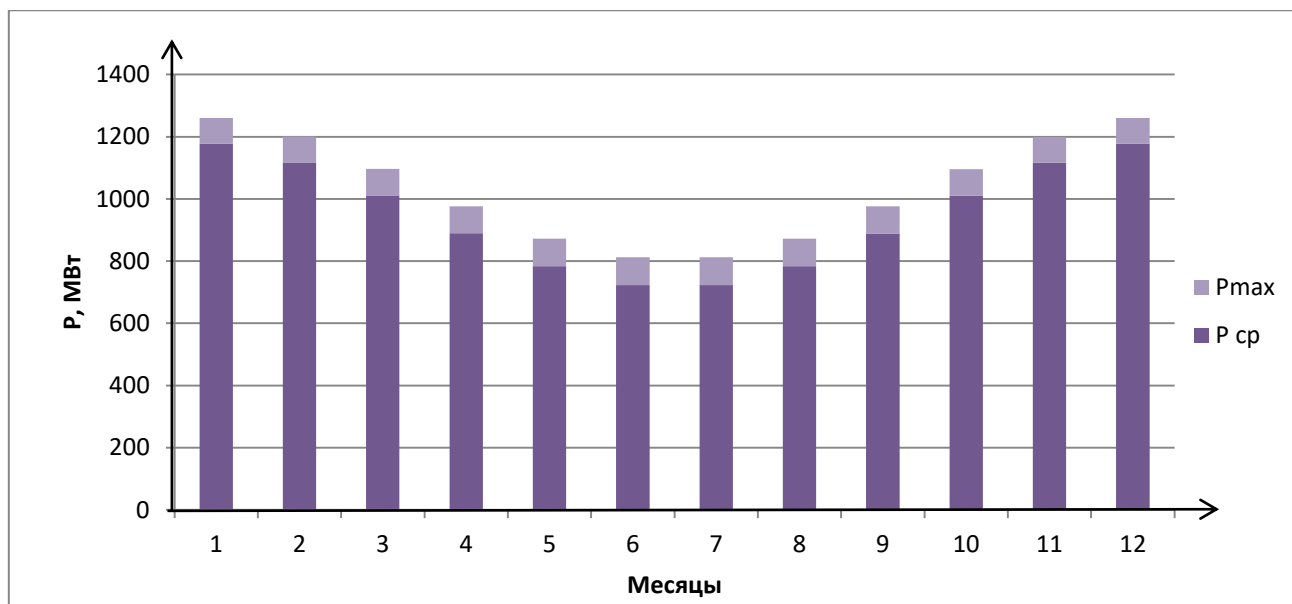


Рисунок 2.2-Нагрузочный график

2.2.3 Расчет режимов ГЭС без регулирования с учетом требования по ВХК

Все показатели сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 - Расчёт режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
QБЫТ Т 90%	20	15	65	65	172	328	206	222	128	59	56	31
QИС п	0	0	0	0	1	1	2	1	1	0	0	0
Qльд а	1	1	1	0	0	0	0	0	0,0	0	1	1
Q ФИЛ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
QШЛ ЮЗ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
сум пот	1,2	1,2	1,2	0,2	1,2	1,2	2,2	1,2	1,2	0,2	1,2	1,2
Q ПОЛ ЕЗ БЫТ	20	15	67	68	181	345	215	233	134	62	58	32
ОГРАНИЧЕНИЕ ПО ВХК												
2/3Q ВХК	60	60	60	60	120	130	130	130	130	60	60	60
Zвб	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
Zнб	144,3	144,3	144,3	144,3	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	144,3	144,3	144,3
H	39,92	39,92	39,92	39,92	38,57	38,57	38,57	38,57	38,57	39,92	39,92	39,92
N _{ВХК}	20,6	20,6	20,6	20,6	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	20,6	20,6	20,6
N _{БЫТ}	7,0	5,4	22,9	23,2	58,7	104,9	68,7	73,9	44,3	21,19	19,9	11,0

Разница бытовой мощности и мощности работы по водохозяйственному комплексу отображает значение гарантированной мощности, так же мы находим месяц начала сработки водохранилища.(таблица 2.8)

Таблица 2.8 – Разница мощностей

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Сумма
Нбыт- Нвхк	- 13,5	-15,22	2,25	2,58	15,5	61,75	25,59	30,82	1,18	0,60	0,73	- 9,59	101,2

На графике среднемесячных мощностей откладываем мощности: бытовые мощности, мощности по ВХК. Данные по мощности вхк и бытовой мощности в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Мощности из расчёта режимов

Нвхк, МВт	Нпол.быт, МВт
20,6	7,0
20,6	5,4
20,6	22,9
20,6	23,2
43,1	58,7
43,1	104,9
43,1	68,7
43,1	73,9
43,1	44,3
20,6	21,19
20,6	19,9
20,6	11,0

2.2.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по маловодному году (90%)

Суть водно-энергетического комплекса состоит в том, режим работы соблюдался, а именно: отметки полезного объема не изменились, отметка НПУ осталась прежней, значения гарантированной мощности должны быть зафиксированы.

Отметка НПУ -185 м

Объем водохранилища – 2,25 м³

Гарантированная мощность – 52 МВт (Декабрь, Январь)

Мощность станции определяем по формуле:

$$N_t = k_N \cdot Q_t^{\text{ГЭС}} \cdot H_t, \quad (2.11)$$

При первой итерации не удалось обеспечить условия гарантированной мощности, так как отметка объема значительно превышала допустимую в связи с этим, принимаем решение об увеличении гарантированной мощности.

Производим две итерации .90% обеспеченности таблица 2.10 и 2.11

Из конечной итерации выявляем конечные значения:

УМО -173,33 м.

Гарантированная мощность (Декабрь, Январь) – 66 Мвт.

2.2.5 Водно-энергетический расчет ГЭС в средневодном году. Определение среднемноголетней выработки

Расчет по средневодному году производится для нахождения максимальной среднемноголетней выработки .

Среднемноголетняя выработка для первого вариант: $\sum \mathcal{E}_t = 360$ млн. кВт*ч.

Среднемноголетняя выработка для второго вариант: $\sum \mathcal{E}_t = 377$ млн. кВт*ч.

Принимаем наиболее оптимальный вариант способа работы Хорской ГЭС.

По данным значениям строим график режима сработки-наполнения водохранилища для маловодного и средневодного года рисунок 2.3

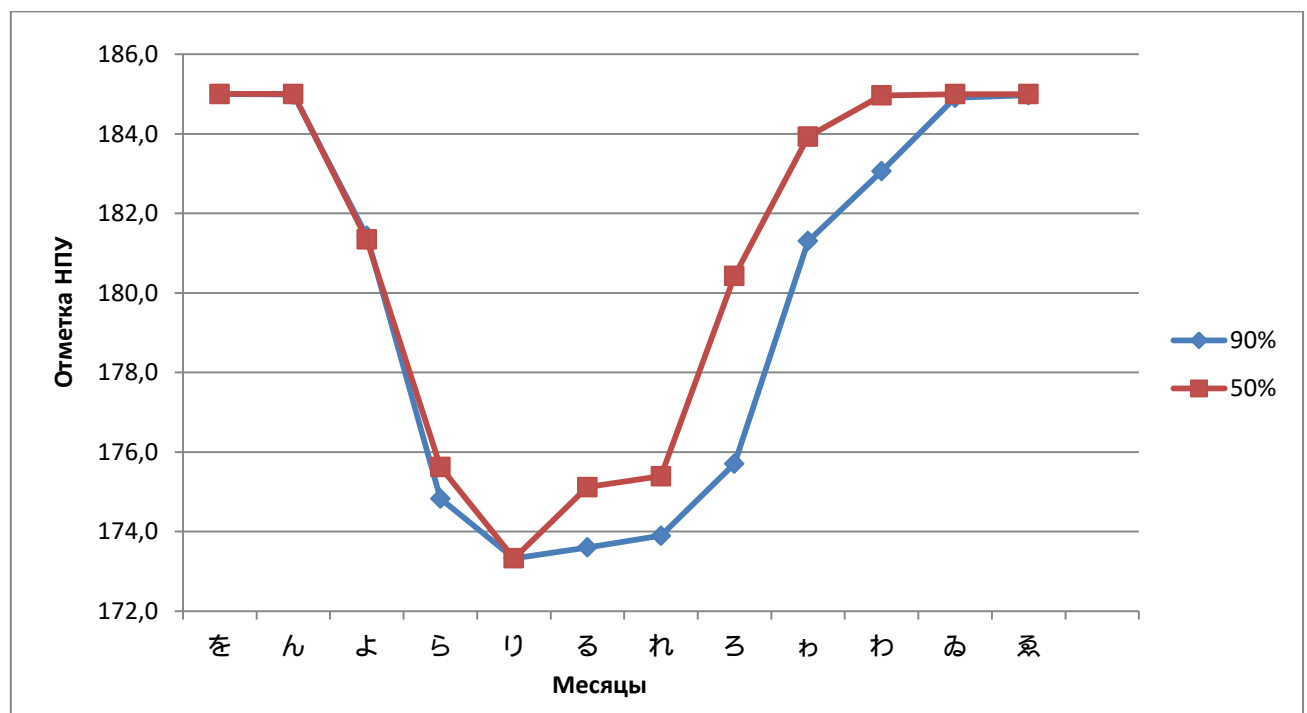


Рисунок.2.3 - Сработка-наполнение.(90% и 50%)

Таблица 2.10-Сработки-наполнения маловодного (90%) года (итерация 1)

месяц	Q пол быт	Q филь	Q х.сбр	Q в- ща	Q гэс	Q вхк	Q НБ	V нач	dV	V кон	z нач	z вб кон	zcp	Zнб	H	N	N гар
11	57,8	0,2	0	2,0	59,8	60	60,00	2,25	0,01	2,24	185,00	184,99	184,99	144,3	40,11	20,63	по вхк
12	31,6	0,2	0	132,0	163,6	60	163,80	2,24	0,35	1,89	184,99	182,58	183,79	146,2	36,98	52,0	52
1	20,1	0,2	0	159,5	179,6	60	179,80	1,89	0,43	1,46	182,58	178,93	180,76	146,5	33,69	52,0	52
2	15,3	0,2	0	44,5	59,8	60	60,00	1,46	0,11	1,36	178,93	177,83	178,38	144,3	33,50	17,23	по вхк
3	66,8	0,2	0	-7,0	59,8	60	60,00	1,36	-0,02	1,38	177,83	178,03	177,93	144,3	33,05	17,00	по вхк
4	67,8	0,2	0	-8,0	59,8	60	60,00	1,38	-0,02	1,40	178,03	178,25	178,14	144,3	33,25	17,10	по вхк
5	180,8	0,2	0	-61,0	119,8	120	120,00	1,40	-0,16	1,56	178,25	179,83	179,04	145,4	32,99	33,99	по вхк
6	344,8	0,2	0	-225,0	119,8	120	120,00	1,56	-0,58	2,14	179,83	184,34	182,09	145,4	36,04	37,13	по вхк
7	214,8	0,2	0	-95,0	119,8	120	120,00	2,14	-0,25	2,40	184,34	185,89	185,11	145,4	39,07	40,25	по вхк
8	232,8	0,2	0	-113,0	119,8	120	120,00	2,40	-0,30	2,70	185,89	187,50	186,69	145,4	40,65	41,88	по вхк
9	133,8	0,2	0	-14,0	119,8	120	120,00	2,70	-0,04	2,74	187,50	187,68	187,59	145,4	41,54	42,80	по вхк
10	61,8	0,2	0	-2,0	59,8	60	60,00	2,74	-0,01	2,74	187,68	187,71	187,69	144,3	42,81	22,02	по вхк

Таблица 2.11- Сработка-наполнения маловодного (90%) года (окончательная итерация)

месяц	Q пол быт	Q филь	Q х.сбр	Q в- ща	Q гэс	Q вхк	Q НБ	V нач	dV	V кон	z нач	z вб кон	zcp	Zнб	H	N	N гар
11	57,8	0,2	0	2	59,8	60	60,00	2,25	0,01	2,24	185,00	184,99	184,99	144,28	39,91	20,5	по вхк
12	31,6	0,2	0	187	218,6	60	218,80	2,24	0,50	1,74	184,99	181,43	183,21	147,06	35,35	66	66
1	20,1	0,2	0	240	259,6	60	259,80	1,74	0,64	1,10	181,43	174,83	178,13	147,65	29,68	66	66
2	15,3	0,2	0	45	59,8	60	60,00	1,10	0,11	0,99	174,83	173,33	174,08	144,28	28,99	14,9	по вхк
3	66,8	0,2	0	-7	59,8	60	60,00	0,99	-0,02	1,01	173,33	173,60	173,46	144,28	28,38	14,6	по вхк
4	67,8	0,2	0	-8	59,8	60	60,00	1,01	-0,02	1,03	173,60	173,90	173,75	144,28	28,67	14,7	по вхк
5	180,8	0,2	0	-51	129,8	130	130,00	1,03	-0,14	1,17	173,90	175,71	174,80	144,75	29,25	32,7	по вхк
6	344,8	0,2	0	-215	129,8	130	130,00	1,17	-0,56	1,73	175,71	181,30	178,50	144,75	32,95	36,8	по вхк
7	214,8	0,2	0	-85	129,8	130	130,00	1,73	-0,23	1,96	181,30	183,06	182,18	144,75	36,63	40,9	по вхк
8	232,8	0,2	0	-103	129,8	130	130,00	1,96	-0,28	2,23	183,06	184,91	183,98	144,75	38,43	42,9	по вхк
9	133,8	0,2	0	-4	129,8	130	130,00	2,23	-0,01	2,24	184,91	184,97	184,94	144,75	39,39	44,0	по вхк
10	61,8	0,2	0	-2	59,8	60	60,00	2,24	-0,01	2,25	184,97	185,00	184,99	144,28	39,90	20,5	по вхк

2.3 Определение установленной мощности .Баланс мощностей

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{уст} = N_{раб}^{ВЫТ} + N_{рез}, \quad (2.12)$$

$$N_{раб}^{ВЫТ} = 109 \text{ МВт}$$

где $N_{раб}^{ВЫТ}$ –это мощность реально участвующая в покрытии графика нагрузки, $N_{рез}$ –резервная мощность ГЭС.

Резервную мощность находят по формуле:

$$N_{рез} = N_{рем} + N_{авар} + N_{нагр}, \quad (2.13)$$

где $N_{рем}$ - мощность резервная ремонтная;

$N_{авар}$ -мощность аварийная резервная;

$N_{нагр}$, -мощность нагрузки резервная;

Для изолированных систем $N_{нагр}$ принимается равным 2% от максимальной потребляемой мощности системы.

$N_{рем}$ и $N_{авар}$ расположим на ТЭЦ

Для нашей системы:

$$N_{нагр \text{ проек.}} = \frac{2}{100} \cdot 109 = 2,18 \text{ МВт}$$

Найдём установленную мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{уст} = 109 + 2,18 = 111,18 \text{ МВт};$$

Теперь посчитаем ремонтную площадь для проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{проект} = \frac{1 \cdot N_{уст}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = 18,5 \text{ МВт} \cdot \text{месяц} \quad (2.14)$$

где $N_{уст}$ -установленная мощность .

Затем считаем аварийный ремонт на топливной станции.

$$F_{рем}^{ТЭС} = \left(\frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \text{ мес} + \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 384 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.15)$$

где $N_{уст}^{ТЭС}$ -установленная мощность ТЭС.

Так же берем во внимание Бурейскую ГЭС.

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = 18,5 \text{ МВт} \cdot \text{месяц/год.} \quad (2.16)$$

Полученные данные сводим в таблицу.2.12.

Таблица 2.12- Данные по балансу мощности.

Месяц	Нагрузка			Существующая ГЭС				Проектируемая ГЭС				ТЭС			
	P_{max}	$P_{\text{ав}}$	$P_{\text{нагр}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{ав}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{ав}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{ав}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$
1	1261	88	19	240	17	4	0	105	0	2	0	916	64	14	0
2	1201	88	19	210	17	4	0	102	0	2	0	889	64	13	0
3	1097	88	19	200	17	4	50	99	0	2	0	798	64	12	0
4	977	88	19	195	17	4	38	96	0	2	0	686	64	10	0
5	872	88	19	180	17	4	0	93	0	2	0	599	64	9	67
6	812	88	19	160	17	4	0	90	0	2	0	562	64	8	125
7	812	88	19	160	17	4	0	90	0	2	0	562	64	8	125
8	872	88	19	180	17	4	0	93	0	2	0	599	64	9	67
9	976	88	19	195	17	4	38	96	0	2	0	685	64	10	0
10	1096	88	19	200	17	4	50	99	0	2	19	797	64	12	0
11	1200	88	19	210	17	4	0	102	0	2	0	888	64	13	0
12	1260	88	19	240	17	4	0	105	0	2	0	915	64	14	0

Баланс мощности представлен на плакате “Использование водной энергии”

2.3.1 Баланс энергий

Так как в моём РДУ нет гидроэлектростанций беру станцию частично работающую на Хабаровский край- 30% от выработки Бурейской ГЭС. Данные по Бурейской ГЭС представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 - Данные по Бурейской ГЭС.

Бурейская ГЭС						
N уст(МВт)	Эгод, млн кВт•ч	Элсут, млн кВт•ч	Эзсут, млн кВт•ч	Эсут, млн кВт•ч	Нраб.зим(МВт)	Нраб.лет(МВт)
2100	7100,0	19,45	5,28	4,44	220	185

Баланс энергий представлен на плакате “Использование водной энергии”

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Предварительно определяется область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблица 3.1

Таблица 3.1.-Результаты расчёта режимного поля проектируемого гидроузла

Кривая связи		Напорные характеристики			Ограничения по мощности		Ограничения по пропускной способности	
$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}^{\text{Зима}}, \text{ м}$	$H^{\text{max}}, \text{ м}$	$H^{\text{min}}, \text{ м}$	$H_{Zcp}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$
0	143,0	41,20	29,53	34,33	311,97	41,00	491,1	38,00
120	145,0	39,20	27,53	32,33	327,97	39,00	478,0	36,00
320	147,6	36,60	24,93	29,73	345,69	37,00	464,6	34,00
500	149,6	34,60	22,93	27,73	365,45	35,00	450,7	32,00
640	151,2	33,00	21,33	26,13	387,60	33,00	436,4	30,00
800	153,0	31,20	19,53	24,33	412,60	31,00	421,6	28,00
960	155,0	29,20	17,53	22,33	441,06	29,00	406,3	26,00

Режимное поле примет вид рисунок 3.1.

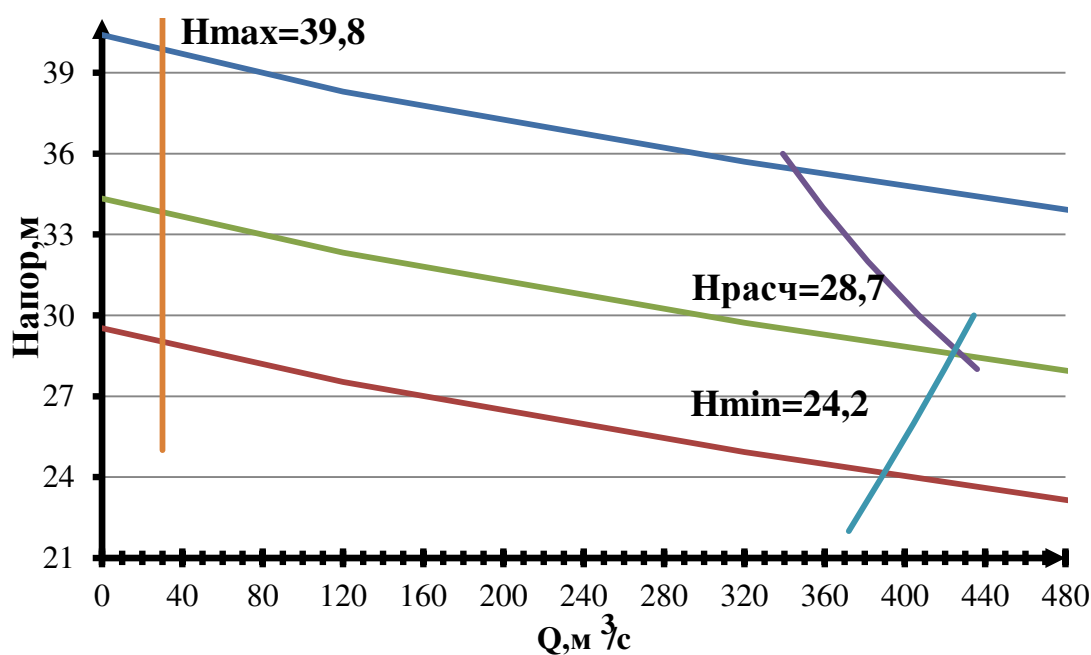


Рисунок 3.1 – Графическое отображение режимного поля Хорской ГЭС

3.1.2 Выбор системы , типа и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа произведем на основе заданных ранее диапазона напоров, так чтобы $H_{max} = 39,8$ м было близко к предельному значения напора выбранной системы .Условие подбора т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

При выполнении условия делаем выбор реактивных гидротурбин.

-поворотно-лопастная ПЛ-40а

-поворотно-лопастная ПЛ-40б

Необходимо проверить отношение $H_{min}/H_{пред}$ оно должно быть не меньше заданных значений.

ПЛ-40а,б

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{24,2}{40} = 0,6$$

При допустимом отношении:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = 0,5$$

Составляем таблицу параметров выбранных моделей гидротурбины (таблица 3.2).

Таблица 3.2 - Параметры моделей выбранных гидротурбин

Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	40	40
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, \text{ об/м}$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{1 opt}, \text{ л/с}$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_m opt$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{ л/с}$	1800	1700
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,65	0,65
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1m}, \text{ м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{ м}$	4	4
Температура	$t_{мод}, \text{ }^\circ\text{C}$	10	20
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	1,3	1,01

Для выбора параметров гидротурбины выполняем расчёты для ряда стандартных диаметров.

КПД натурной турбины определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right) \quad (3.1)$$

где η_m – КПД модельной турбины;

$D_{1м}$ -диаметр модельной турбины

H_m -напор модельной турбины

D_1 – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

H_p^N -расчетный напор натурной турбины

ν_m – коэффициенты кинематической вязкости воды модельной турбины ν_n – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной турбины.

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon = 0,75$).

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_t \cdot \eta_g^{cp} \quad (3.2)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход воды в расчетной точке;

η_g^{cp} – средний КПД генератора(предварительно принимаем $\eta_g^{cp} = 0,97$);

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a = N_{уст}^p / N_a \quad (3.3)$$

где $N_{уст}^p = 111,2$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число устанавливаемых гидроагрегатов на ГЭС должно обеспечивать бесперебойную работу станции в случае нештатного режима, т.е число агрегатов должно быть не менее двух даже если вся его мощность может реализоваться одним.

Далее уточняется мощность агрегата:

$$N_a = N_{уст}^p / Z_a \quad (3.4)$$

Расчетная частота вращения турбины:

$$n = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p^N}}{D_1} \quad (3.5)$$

где n'_p – приведенная частота вращения в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{n_{н}}{n_{м}}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение n_c .

Приведенные частоты вращения, соответствующие максимальному, расчетному и минимальному напорам находятся по формулам

$$n'_{1H} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H}} \quad (3.6)$$

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T\text{ср}}} \quad (3.7)$$

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие минимальному и максимальному напору.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где Q_{\min} – минимальный расход через станцию

Для наглядности параметры выбранных вариантов представлены в таблицах 3.3 и таблице 3.4

Таблица 3.3 - Ряд диаметров для ПЛ-40а

D1	3,35	3,55	3,75	4
КПДтурб	0,904	0,905	0,905	0,906
N'agr	25229,6	28356,4	31667,0	36063,8
Z'	4,41	3,92	3,51	3,08
Z	6	4	4	3
Нагр	18533,3	27800,0	27800,0	37066,7
Δ_1	0,980	0,979	0,979	0,978
n'синх	197,91	186,68	176,65	165,53
псинх	200	187,5	187,5	166,7
n'max	107,27	106,61	112,67	106,89
n'расч	126,32	125,55	132,68	125,88
n'min	137,56	136,72	144,49	137,09
Q*КПДрасч	1,1288	1,5077	1,3512	1,5834
Q*КПДmax	0,6912	0,9233	0,8274	0,9696
D1	0,2744	0,2445	0,2192	0,1927
КПДтурб	0,2140	0,1906	0,1709	0,1503

Таблица 3.4 - Ряд диаметров для ПЛ-40б

D1	3,35	3,55	3,75	4
КПДтурб	0,914	0,915	0,915	0,916
N'agr	24311,8	27321,9	30508,6	34740,4
Z'	4,57	4,07	3,64	3,20

Окончание таблицы 3.4

Z	6	4	4	4
Na _{гр}	18533,3	27800,0	27800,0	27800,0
Δ ₁	0,969	0,969	0,968	0,967
n'синх	196,81	185,65	175,69	164,64
nсинх	200	187,5	187,5	166,7
n'max	107,87	107,20	113,28	107,47
n'расч	127,03	126,24	133,40	126,56
n'min	138,33	137,48	145,28	137,83
Q*КПДрасч	1,1288	1,5077	1,3512	1,1876
Q*КПДmax	0,6912	0,9233	0,8274	0,7272
D1	0,2760	0,2458	0,2204	0,1938
КПДтурб	0,2152	0,1917	0,1719	0,1511

В результате поиска оптимальной зоны работы принимаем к рассмотрению следующий гидротурбины:

ПЛ-40а-375 ,ПЛ-40а-355 , ПЛ-40а-335, ПЛ-40б-375.

3.2 Определение заглубления рабочего колеса

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационного режима работы. Минимальный расход обеспечивается одной турбиной, для определения высоты отсасывания принимаем отметку $Z_{НБ \min} = 143,2\text{м}$

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{Z_{НБ \min}}{900} - \sigma \cdot H \cdot 1,05 + Z_{Х.Пл.} \quad (3.9)$$

где $B = 10,33\text{ м}$ – барометрическое давление;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий;

H – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{НБ}(Q_{НБ})$;

$Z_{Х.Пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, (для поворотно-лопастных гидротурбин $Z_{Х.Пл.} = 0$).

3.2.1 Работа одного агрегата при его полной нагрузке и N_p

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и расчётному напору. Приведённая частота, соответствующая N_p :

$$n'_1 = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_p}} = 133,4 \quad (3.10)$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата $Q'_p = 1,50 \text{ м}^3/\text{с}$
Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_p \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,5 \cdot 3,75^2 \cdot \sqrt{28,7} = 113 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.11)$$

Определяем $\sigma=0,47$.

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 145,32$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - 1,05\sigma H \quad (3.12)$$

$$H_s = 10,33 - \frac{144,69}{900} - 1,05 \cdot 0,47 \cdot 28,7 = -4,02 \text{ м}$$

$$Z_{\text{уст}} = Z_{\text{НБ}}(Q_p) + H_s = 145,32 - 4,02 = 141,3 \text{ м} \quad (3.13)$$

3.2.2 Работа одного агрегата при его полной нагрузке и H_{max}

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и максимальному напору. Приведённая частота, соответствующая H_{max} :

$$n'_1 = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{\text{max}}}} = 133,4 \text{ об/мин} \quad (3.14)$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q' = 0,92 \text{ м}^3/\text{с}$

Расход через турбину равен:

$$Q = Q' \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}}} = 0,92 \cdot 3,75^2 \cdot \sqrt{39,8} = 81,62 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.15)$$

Определяем $\sigma=0,205$.

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 145,29$

Определяем высоту отсасывания (3.11)

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - 1,05\sigma H \quad (3.16)$$

$$H_s = 10,33 - \frac{144,69}{900} - 1,05 \cdot 0,205 \cdot 39,8 = 1,6 \text{ м}$$

$$Z_{\text{уст}} = Z_{\text{НБ}}(Q_p) + H_s = 145,29 + 1,6 = 146,89 \text{ м} \quad (3.17)$$

3.2.3 Работа одного агрегата с H_{\min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и минимальному напору. Приведённая частота, соответствующая H_{\min} :

$$n'_1 = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{\min}}} = 145,28 \text{ об/мин} \quad (3.18)$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q' = 1,44 \text{ м}^3/\text{с}$;

Расход через турбину равен:

$$Q = Q' \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,44 \cdot 3,75^2 \cdot \sqrt{24,2} = 99,62 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.19)$$

Определяем $\sigma=0,459$.

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 144,69$

Определяем высоту отсасывания (3.11)

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - 1,05\sigma H \quad (3.20)$$

$$H_s = 10,33 - \frac{144,69}{900} - 1,05 \cdot 0,459 \cdot 24,2 = -1,52 \text{ м}$$

$$Z_{\text{уст}} = Z_{\text{НБ}}(Q_p) + H_s = 144,69 - 1,52 = 143,17 \text{ м} \quad (3.21)$$

Из всех H_s выбирают ту, которая обеспечивает бескавитационную работу во всех рассматриваемых режимах работы. Причем $H_s = 8 \text{ м}$ так как дальнейшее заглубление подводной части экономически неоправданно, результаты расчетов представлены в таблице 3.5

Таблица 3.5 - Высоты отсасывания и отметка установки рабочего колеса.

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
ПЛ40а-В-335	3,35	6	200	18,5	2,353	-2,841	-0,435
ПЛ40а-В-355	3,55	4	187,5	27,8	-0,595	-9,730	-6,776
ПЛ40б-375	3,75	4	187,5	27,8	-0,913	-6,199	-3,751
ПЛ40б -375	3,75	4	187,5	27,8	1,574	-4,023	-1,522

В результате анализа делаем выбор в пользу ПЛ40б-375 в виду наиболее благоприятного режима работы.

Главная универсальная характеристика представлена в приложении Б, рисунок Б.1.

3.2.4 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 30}{3,14 \cdot 3,75^2} = 7,27 \text{ м/с} \quad (3.22)$$

где Q - расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью.

D – диаметр рабочего колеса

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{кр} = 0,5 \cdot D \cdot \left(\frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 10,89 \cdot \left(\frac{7,24}{\sqrt{9,81 \cdot 3,75}} \right)^{0,55} = 6,06 \text{ м} \quad (3.23)$$

где D – диаметр рабочего колеса.

v - средняя скорость воды в водоводе.

3.2.5 Расчет спиральной камеры

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{с.к.вх} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 3,75 = 5,9175 \text{ м} \quad (3.24)$$

Угол охвата спиральной камеры: $\varphi_{с.к} = 225$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{сп} = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 3,75 = 9,86 \text{ м} \quad (3.25)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,828 \cdot D_1 = 4,42 \cdot 3,75 = 16,57 \text{ м} \quad (3.26)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 3,75 = 9,86 \text{ м} \quad (3.27)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{вх} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 3,75 = 5,917 \text{ м} \quad (3.28)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 4,36 \text{ м и } r_a = 2,73 \text{ м}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_B = 5,06 \text{ м и } r_B = 2,53 \text{ м}$$

Высота статора:

$$B_{CT} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,406 + 0,0033 \cdot 3,75 = 2,51 \quad (3.29)$$

где b_0 -высота направляющего аппарат

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 3,75 = 1,40 \text{ м} \quad (3.30)$$

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{онм} \cdot \eta_r} = \frac{27800}{9,81 \cdot 28,7 \cdot 0,915 \cdot 0,97} = 115 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.31)$$

где N - номинальная мощность турбины

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{115 \cdot 225}{360} = 72 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.33)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{BX} = \frac{Q_i}{V_{BX}} = \frac{72}{4,5} = 45,75 \text{ м}^2 \quad (3.34)$$

Определение ширины подвода:

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 3,75 = 9,86 \text{ м} \quad (3.35)$$

По полученным данным строится бетонная спиральная камера.

Результаты расчёта представлены в таблице.3.6

Таблица 3.6-Результатов расчета спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	5,92	5,61	5,30	4,99	4,68	4,38	4,07	3,76	3,45	3,14	2,84	2,53
bi	6,40	5,92	5,44	4,95	4,47	3,99	3,51	3,03	2,54	2,06	1,58	1,41
rk	4,06	3,93	3,80	3,68	3,55	3,42	3,29	3,16	3,03	2,90	2,77	2,73
rk/ra	1,49	1,44	1,40	1,35	1,30	1,25	1,21	1,16	1,11	1,06	1,02	1,00
ln rk/ra	0,40	0,37	0,33	0,30	0,26	0,23	0,19	0,15	0,11	0,06	0,02	0,00
ri/ra	2,17	2,06	1,95	1,83	1,72	1,61	1,49	1,38	1,27	1,15	1,04	0,93
ln ri/ra	0,78	0,72	0,67	0,61	0,54	0,47	0,40	0,32	0,24	0,14	0,04	-
bi* ln ri/ra	4,96	4,27	3,62	3,00	2,42	1,89	1,41	0,97	0,60	0,29	0,06	-
												0,10

Окончание таблицы 3.6

Величина		Сечения										
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
rk ctgy	15,17	14,69	14,20	13,72	13,24	12,76	12,28	11,79	11,31	10,83	10,35	10,2
rk ctgy*ln rk/ra	6,06	5,39	4,74	4,10	3,49	2,89	2,30	1,74	1,20	0,68	0,17	0
mi	4,99	4,51	4,03	3,55	3,07	2,58	2,10	1,62	1,14	0,66	0,17	0
Ji	4,00	3,50	3,01	2,55	2,11	1,69	1,31	0,96	0,64	0,38	0,16	0
φ i	225	197	169	143	118	95	73	54	36	21	9	0
a i	3,19	2,88	2,58	2,27	1,96	1,65	1,34	1,04	0,73	0,42	0,11	0

С помощью данной таблицы и произведённых расчётов выполним построение плана спиральной камеры и построим график зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$. (рисунок 3.2)

Рисунок 3.2 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

3.2.6 Выбор типа маслонапорной установки (МНУ)

Габаритные размеры МНУ определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ. По нанограмме определяется тип маслонапорной установки:

МНУ 8/1 – 40-8-3.

Маслонапорная установка с гидроаккумулирующей вместимостью 8 м^3 , состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2), с маслонасосным агрегатом, имеющим сливной бак вместимостью 8 м^3 с 3 насосами.

3.2.7 Выбор электрогидравлического регулятора

Выбор произведём на основании ряда предложенных регуляторов .
Выбранный регулятор ЭГРК-2И-150-4.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Гидрогенератор подбирается в соответствии с частотой вращения и активной мощностью, которая должна изменяться в диапазоне 10% от мощности турбины.

Мощность турбины $N = 27800 \text{ кВт}$

По справочным данным выбираем тип турбины СВ-566/125-32. Номинальные параметры генератора представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Номинальные данные генератора и энергосистемы

Генератор СВ-566/125-32			Система		
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{к.з.}}$	Протяжённость линий
шт×МВт	кВ	о. е.	кВ	МВА	км
4×25,5	10,5	0,85	220	150	86

Время использования установленной мощности $T_{\text{max}} = 5130 \text{ ч/год}$. Максимальная мощность собственных нужд ГЭС принимается равной 1,05% от $P_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = 111,2 \text{ МВт}$, коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{Г,ном.}}$:

$$P_{\text{сн}} = 1,16 \text{ МВт}, S_{\text{сн}} = P_{\text{сн}} \cdot \cos \varphi_{\text{сн}} = 1,16 / 0,85 = 1,37 \text{ МВА}$$

Варианты структурных схем Хорской ГЭС представлены на рисунках 4.1;4.2.

4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

По каталогу АО "УЭТМ" выбираются трансформаторы ТСЗС-630/10,5 У1 в количестве 2. Каталожные данные представлены в таблице 4.3

ТСН устанавливаются в отпайки генераторов укрупненных блоков.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗС-630/10,5 У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{кВТ}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{К}}, \%$	$\Delta P_{\text{К}}, \text{кВТ}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВТ}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
630	10,5	0,4	6	14	2,7

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов и отходящих воздушных линий

Суммарная мощность РУ:

$$S_{\text{РУ}} = n_{\text{ГЕН}} S_{\text{ГЕН}} - S_{\text{СН}} = 4 \cdot 30 - 1,37 = 118,63 \text{ МВА}; \quad (4.2)$$

Число отходящих линий:

$$n = \frac{S_{\text{РУ}} \cdot \cos \varphi_{\text{с}}}{P_{\text{НАТ}} \cdot K} + 1 = \frac{118,63 \cdot 0,8}{135 \cdot 1,2} + 1 = 2 \quad (4.3)$$

где $P_{\text{НАТ}} = 135 \text{ МВт}$ – натуральная мощность линии 220 кВ
 $K = 1,2$ – коэффициент.

Вычисляется рабочий ток в линии:

$$I_{\text{РАБ}} = \frac{S_{\text{СТ}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{Л}} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 157 \text{ А}. \quad (4.4)$$

Рабочий ток в утяжелённом режиме, при выходе из строя одной линии:

$$I_{\text{РАБ,УТ}} = \frac{S_{\text{СТ}}}{\sqrt{3} \cdot (n_{\text{Л}} - 1) \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 220} = 314 \text{ А}; \quad (4.5)$$

Выбирается провод АС 240/32 с допустимым током $I_{\text{ДОП}} = 610 \text{ А}$, $x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}$

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Проектируемая станция находится в районе Хабаровского Края, поэтому применится ОРУ 220 кВ.

Принимается схема четырехугольник рисунок 4.3

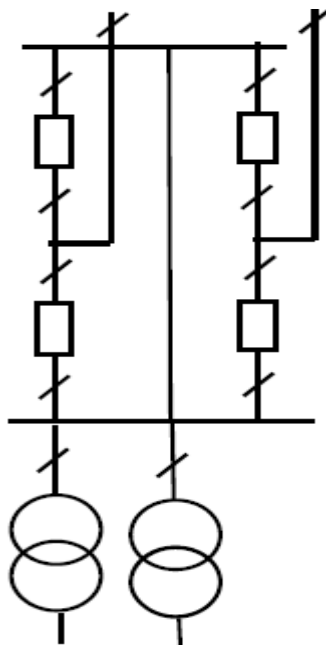


Рисунок 4.3 – Схема «четырёхугольник»

Для наглядности выбранного варианта рассмотрим и рассчитаем схему представленную на рисунке 4.4

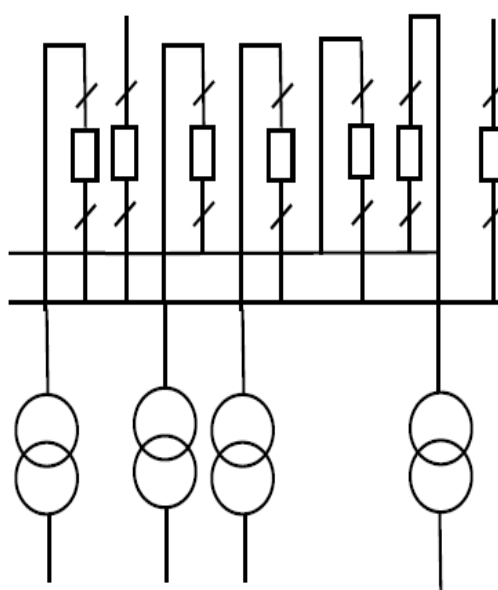


Рисунок 4.4 – Схема «Одна рабочая секционированная выключателем»

4.3.3 Технико-экономический анализ

Приведенные затраты вычисляются по формуле:

$$Z = E_n \cdot K + u, \quad (4.6)$$

где E_n – нормативный коэффициент, равный 0,15;

K – суммарная стоимость оборудования;

u – издержки;

Суммарная стоимость оборудования равна:

$$K = K_T + K_{ТСН} + K_{РУ}, \quad (4.7)$$

где K_T – стоимость силовых трансформаторов;

$K_{ТСН}$ – стоимость трансформаторов собственных нужд;

$K_{РУ}$ – стоимость ячеек выключателей РУ

Стоимость силовых трансформаторов и ячейки выключателей проводится по укрупнённым показателям: $K_T = 21\,924\,000$ руб, (ТДН-63000/220); $K_{РУ} = 61\,440\,000$ руб; $K_{ТСН} = 13\,920\,000$, (ТД-40000/220)

Стоимость трансформаторов СН берем с сайта производителя:

$K_{ТСН} = 438\,480$ руб;

Суммарная стоимость:

$K_{объед.бл.} = 21\,924\,000 \cdot 2 + 438\,480 \cdot 2 + 61\,440\,000 \cdot 4 = 290\,484\,960$ руб;

$K_{од.бл.} = 13\,920\,000 \cdot 4 + 438\,480 \cdot 2 + 61\,440\,000 \cdot 7 = 486\,636\,960$ руб;

Издержки вычисляются по формуле:

$$u = \Delta P \cdot y_0 \cdot T_{max}, \quad (4.8)$$

где y_0 – себестоимость электроэнергии на станции, принимается равной 0,23 руб/кВт*ч;

ΔP – потери в трансформаторах;

T_{max} – максимальное число часов работы:

$$\begin{aligned} u &= \left(\Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_x \cdot T_{год} \right) \cdot y_0 \cdot T_{max} = \\ &= \left(0,5 \cdot \left(\frac{61630}{63000} \right)^2 + 0,155 \cdot 5130 \right) \cdot 0,23 \cdot 8760 = \\ &= 1602457,07 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned} \quad (4.9)$$

Суммарные затраты:

$Z_{объед.бл.} = 0,23 \cdot 290\,484\,960 + 1\,602\,457 \cdot 2 = 70\,016\,455$ руб

$Z_{од.бл.} = 0,23 \cdot 486\,636\,960 + 1602442 \cdot 4 = 118\,567\,194$ руб

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_{\text{од.бл}} - Z_{\text{объед.бл.}}}{Z_{\text{од.бл}}} \cdot 100\%; \quad (4.10)$$

$$P = \frac{118\,336\,268 - 70\,016\,455}{118\,336\,268} \cdot 100\% = 40,8\%$$

Разница между стоимостью вариантов составляет 40,8%.

Так как разница между затратами по вариантам составляет 40,8%, то на основании технико-экономического анализа, выбираем структурную схемы на которую потребуется меньше затрат. В данном случае наиболее экономически выгодной схемой является схема с объединёнными блоками.

4.4 Электротехническое оборудование

4.4.1 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Сопротивление генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{баз}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{30} = 0,735 \text{ Ом} \quad (4.11)$$

где x_d'' - сверхпереходное продельное сопротивление генератора

$U_{\text{баз}}$ - базисное напряжение генератора;

$T_{\Gamma} = 0,045 \text{ с}$ - постоянная времени для гидрогенератора;

$S_{\text{ном}}$ - полная номинальная мощность генератора

Сопротивление трансформатора:

$$x_{\Gamma} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{220^2}{63} = 88,43 \text{ Ом}, \quad (4.12)$$

$$r_{\Gamma} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 0,2 \cdot \frac{220^2}{63^2} = 2,43 \text{ Ом}, \quad (4.13)$$

где $u_{\text{к\%}}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, из таблицы 4.2

$U_{\text{ВН}}$ - напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, из таблицы 4.2

$S_{\text{ном}}$ - полная номинальная мощность трансформатора, из таблицы 4.2;

$\Delta P_{\text{к}}$ - потери короткого замыкания трансформатора, из таблицы 4.2

Сопротивление системы:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{к.з}}} = \frac{230^2}{150} = 352,67 \text{ Ом}, \quad (4.14)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{352,67}{0,065 \cdot 314} = 17,28 \text{ Ом}, \quad (4.15)$$

где U_6 – базисное напряжение системы;

$S_{к.з}$ – мощность короткого замыкания системы;

Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС – 240/32: $x_{0,уд} = 0,345 \text{ Ом/км}$; $r_{0,уд} = 0,121 \text{ Ом/км}$

Сопротивление воздушной линии 220кВ:

$$x_L = \frac{x_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,345 \cdot 60}{5} = 14,83 \text{ Ом}, \quad (4.16)$$

$$r_L = \frac{r_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,121 \cdot 60}{5} = 5,2 \text{ Ом}, \quad (4.17)$$

где l – длина электропередачи.

n – число отходящих линий.

ЭДС системы: $E_c = 230 \text{ кВ}$.

Результаты расчета токов КЗ представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

№	Тип	$I_{п.0}$, кА
К2	3ф	36,13
К1	3ф	1,79
К1	1ф	0,599

4.4.3 Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчётный ток присоединения генераторов Г1-Г4:

$$I_{Г \text{ раб}} = 1,05 \cdot I_{Г \text{ ном}} = \frac{1,05 \cdot S_{Г \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ ном}}}, \quad (4.18)$$

$$I_{\Gamma \text{ раб}} = \frac{1,05 \cdot 30}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1732 \text{ A}$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора;
 $S_{\text{ном}}$ – полная номинальная мощность генератора.
 Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{Л}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\Gamma 1 - \Gamma 6 \text{ ном}} \cdot S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{Л}} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.19)$$

$$I_{\text{раб max}} = \frac{(30 * 4) - 1.37}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 155 \text{ A}$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{Л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.20)$$

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{(30 \cdot 4) - 1,37}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 311 \text{ A}$$

4.4.2 Выбор генераторного аппаратного комплекса

Генераторный аппаратный комплекс выбирается по следующим условиям:

- 1) $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,с}}$
- 2) $I_{\text{ном}} \geq I_{\Gamma \text{ раб max}}$
- 3) $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

$$I_{\Gamma \text{ раб max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ ном}}}. \quad (4.21)$$

$$I_{\Gamma \text{ раб max}} = 1,05 \cdot \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,732 \text{ кА.}$$

По каталогу «Электроаппарат» выбирается генераторный аппаратный комплекс КАГ-20 на базе генераторного элегазового выключателя ВГГ-20.В таблице 4.5 представлены паспортные данные выключателя.

Таблица 4.5– Паспортные данные ВГГ-20-90/8000

$$i_{уд}^{\Gamma} = \sqrt{2} \cdot 36,13 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}}\right) = 91,97 \text{ кА}$$

$$i_{уд}^{\Gamma} < I_{пр.скв}$$

$$91,97 < 230$$

Проверка на термическую стойкость:

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{к.расч} = I_{но}^2 \cdot (t_{в} + t_{рз}) \quad (4.23)$$

$$B_{к.расч} = 36,13 \cdot (0,1 + 0,01) = 143,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{кНОМ} = I_{терм}^2 \cdot t_{т} \quad (4.24)$$

$$B_{кНОМ} = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.расч} < B_{кНОМ}$$

$$143,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-20-90/6300:

$$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (4.25)$$

$$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot 36,13 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,045}} = 11,24 \text{ кА}$$

$$\frac{i_{а\tau}}{\sqrt{2}} / I_{но} \cdot 100\% = 22\%$$

$$22\% < 90\%$$

4.4.4 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог (таблица 4.6) производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1 (таблица 4.7).

Таблиц 4.6 – Сводная таблица по выбору выключателя и разъединителя.

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 401 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 1,79 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 4,55 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 25 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 1,79^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 0,128 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.7 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

4.4.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТВГ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш» [17]. Проверка трансформатора тока ТВГ-220-III-2000/5 представлена в таблице 4.8

Таблица 4.8- Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 155 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	8,8 В·А	30 В·А
$i_{\text{y}} < i_{\text{дин}}$	4,55 В·А	50 В·А
	$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 1,79^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 0,128 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК» [19]. Параметры оптического трансформатора напряжения ДНЕЭ-220 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Выбор и проверка оптического трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	8,8 В·А	30 В·А

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-III-220/163/10/2III(IV)УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО»

Выбор автомата на 0,4кВ

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{агр}}} = \frac{1370}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 4} = 495 \text{ А} \quad (4.26)$$

Устанавливаем автомат *ВА5543 500А*.

5 Релейная защита и автоматика

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, КРУЭ и ЛЭП.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1 - Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-566/125-32
мощность номинальная, МВт	полная	30
	активная	25,5
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,9
Частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		187,5
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		2
номинальный ток статора, А		1655
ток ротора при номинальной нагрузке, А		735
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,05
	переходное $X'd$	0,27
	сверхпереходное $X''d$	0,2
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,2
емкость обмотки статора		0,45

Таблица 5.2 - Параметры силового трансформатора

Тип	ТД-63000/220
мощность номинальная	63
номинальное напряжение	220
напряжение короткого замыкания	11
группа соединений	Y_n/Δ

5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1651 \text{ А}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{472 \cdot \sqrt{3}}{2000/5} = 4,09 \text{ А}; \quad (5.2)$$

Номинальный ток ротора на вторичной обмотке ТТ:

$$I_{\text{РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}} U_{\text{НН}} K_{\text{СХ}}}{1,2255 U_{\text{ВН}} K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{735 \cdot 195 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10500 \cdot \frac{15}{5}} = 3,71 \text{ А} \quad (5.3)$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – 566/125-32 – 30 МВА:

Защиты силового трансформатора ТД-63000/220:

высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

5.5 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора 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: $I_H = 1655 \text{ А}$.

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1655 = 83 \text{ А}, \quad (5.4)$$

где $K_{одн} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.
Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{нб(н)} = 2 \cdot 83 = 166 \text{ А}, \quad (5.5)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.
Принимаем уставку:

$$I_{ср0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 1655 = 23 \text{ А}; \quad (5.6)$$

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 КЗ равен:

$$I_{нб(кз)} = K_{ап} \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{макс}, \quad (5.7)$$

где $K_{ап} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока;
 $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $I_{\text{МАКС}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,1}{0,2} \cdot 1655 = 9102,5 \text{ А} \quad (5.8)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 9102,5 = 910,2 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.9)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – Коэффициент надежности;
 I_{T} – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_{\text{T}} > \frac{910,25 \cdot 2}{9102,5} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.10)$$

Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{\text{отс}} = 2 \dots 12 I_{\text{Н}}$. Принимаем уставку: $I_{\text{отс}} = 6 I_{\text{Н}}$.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

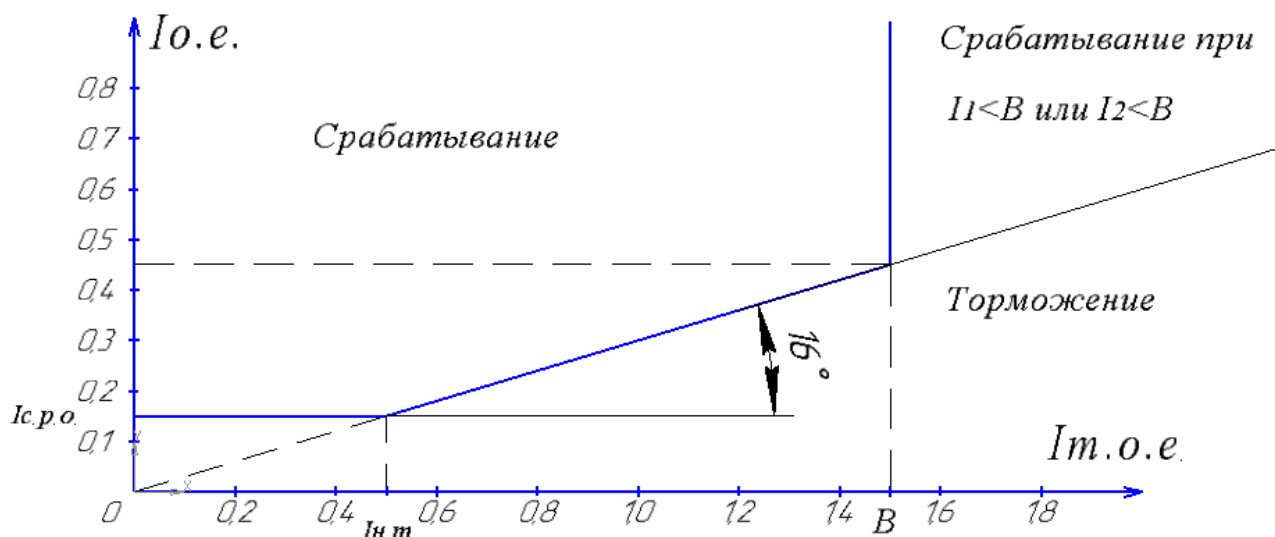


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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-й 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, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган (U_{03}) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой,

рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$ представлена на рисунке 5.2

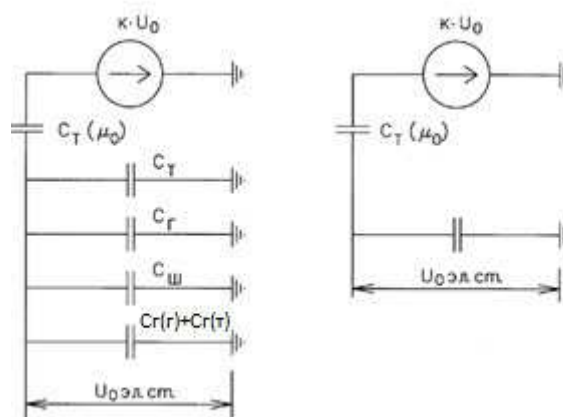


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T \cdot (\mu_0)}{C_T \cdot (\mu_0) + C_\Sigma} \quad (5.12)$$

где U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

$C_Г$ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,45 мкФ/фазу (по данным завода);

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_Ш$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{Г(Т)}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 10,5 кВ со стороны трансформатора блока. Принимаем равной 0,26 мкФ/фазу (по данным завода);

$C_{Г(Г)}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 10,5 кВ со стороны трансформатора блока. Принимаем равной 0,13 мкФ/фазу (по данным завода);

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ} \quad (5.13)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{ш} + C_{\Gamma(T)} + C_{\Gamma(\Gamma)} = \\ = 0,0073 + 0,45 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 0,855 \text{ мкФ/фазу} \quad (5.14)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,855 = 4,9 \text{ А} \quad (5.15)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ по (5.12):

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,855} = 242,7 \text{ В} \quad (5.16)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 242,7}{\frac{10,5}{\frac{0,1}{3}}} = 3,26 \text{ В}, \quad (5.17)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемая в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

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

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

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,3 \text{ о.е.} \quad (5.18)$$

Уставка срабатывания U_{03} принимается минимальной и равной 0,2 В.

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

5.7 Защита от повышения напряжения

Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140В \quad (5.19)$$

В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120В \quad (5.20)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220кВ принимается минимальной и равной $0,09I_H$.

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

5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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} :

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.21)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.22)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$.

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07I_{\text{Н}}. \quad (5.23)$$

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 $t_{\text{макс}} = 600$ с.

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,22}{1,2} = 0,18. \quad (5.24)$$

$$I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15I_{\text{Н}}. \quad (5.25)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$.

$$t_{\text{доп}} = 30/0,15^2 \approx 1333 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}. \quad (5.26)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.27)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.3. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2	2,2
Длительность,с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1



Рисунок 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{МИН}} = 20$ с, $t_{\text{МАКС}} = 600$ с.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Орган токовой отсечки I_{20TC} срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{*2} выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

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 КЗ на шинах ВН 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 допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности.

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3(X_d'' + X_{\Gamma} + 2X_{\text{T}})} =$$

$$= \frac{1}{1,3(0,42 + 0,42 + 2 \cdot 0,115)} = 0,99 \text{ о.е.} \quad (5.28)$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

X_2 – сопротивление обратной последовательности генератора;

X_{T} – сопротивление трансформатора в относительных единицах;

Б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} \quad (5.29)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{1}{(2X_d'' + 2X_{\text{T}} + 2X_{\text{Л}})} =$$

$$= \frac{1}{2 \cdot 0,2 \left(\frac{220}{10,5}\right)^2 + 2 \cdot 0,115 + 2 \cdot 0,435} = 0,0056 \text{ о.е.} \quad (5.30)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.9 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 I_{\text{Н}}, \quad (5.31)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 I_H. \quad (5.32)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.4. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика

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	250	180	160	120	90	72	45



Рисунок 5.4 - Интегральная перегрузочная характеристика

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,22 I_{\text{НОМ}}. \quad (5.33)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_{ТН}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{0,98 \cdot 105} = 69,7В. \quad (5.34)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.10 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.

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

Z_1 , приведенное к напряжению 220кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 88,43 + \frac{0,8}{2} \cdot 37,4 = 85,7Ом. \quad (5.35)$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{30}{63} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{30}{242^2} \cdot 37,4 = 0,049$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,049 \cdot 3,675 = 0,18Ом, \quad (5.36)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{10,5^2}{30} = 3,675$.

Уставка на реле равна:

$$Z_{1С.З.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,18 \cdot \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,68Ом. \quad (5.37)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,68$ Ом.

Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Принимаем, исходя из рассчитанных данных уставку 50 Ом/сек.

Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 1655} = 3,66 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения и напряжения на зажимах статора $0,95U_H$ (без учета насыщения):

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.ХХ}}} - 0,95}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 735}{343} - 0,95}{1,05} = 3,17 \quad (5.39)$$

где $I_{\text{В.ХХ}}$ – ток ротора холостого хода, А;

X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\phi}} \cdot Z_6 = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} \cdot 3,67 = 1,4 \text{ Ом} \quad (5.40)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,37. \quad (5.41)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{\text{нагр.}\phi} \approx 68^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{С.ЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_H} = \frac{1,4}{1,05} = 1,33 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{\text{СР II}} = \frac{Z_{\text{С.ЗII}} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,33 \cdot 2000/5}{10500/100} = 6,75 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 0,323$ Ом.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,1 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{1,1 \cdot 735}{0,98} = 825A \quad (5.45)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.5), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/In	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45

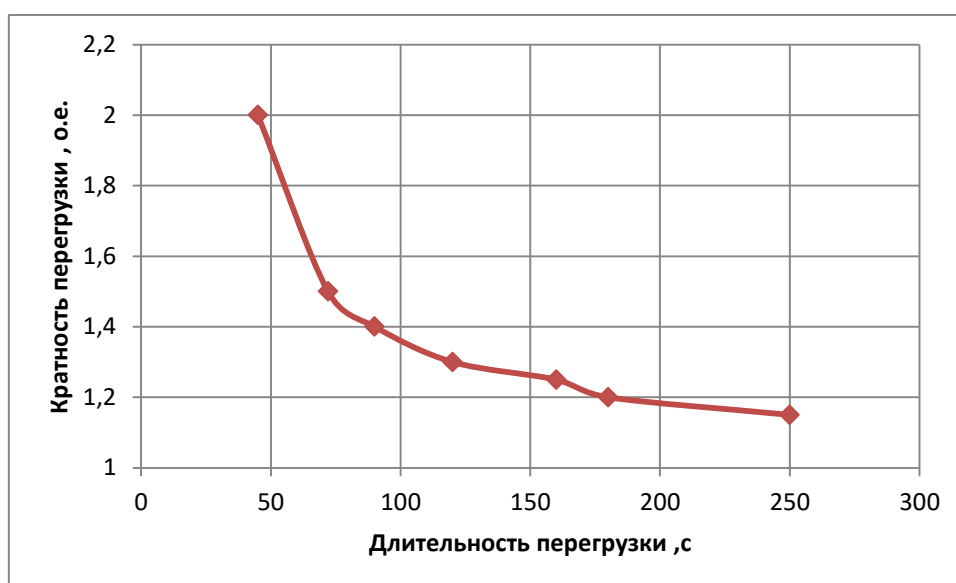


Рисунок 5.6 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.ОТС.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{2,15 \cdot 735}{0,98} = 1613 A \quad (5.46)$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равного $K_{сх} = 0,816$ (по переменному току).

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

5.12 Матрица отключений

Матрица отключений представлена в таблице 5.6

Таблица 5.6 – Матрица отключений

Действие Защиты		Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Откл. В-220 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. защита, продольн.	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+	-	-	-	
ЗЗГ	U_{0G}	t_1	-	-	-	-	-	+	
		t_2	-	-	-	-	-	+	
		t_3	+	+	+	-	-	-	
	U_{03}	t	+	+	+	-	-	-	
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+	-	-	-	-	
		2 ступень t_2	+	+	-	-	-	-	
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО		-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	
		ОТС I	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
Защита от симм. к.з. и перегрузок	I_1	СО		-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	
		ОТС	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступ.	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	+	-	-	-
		2 ступ.	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО		-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	
		отсечка		+	+	-	-	-	-

5.13 Таблица уставок

Уставки представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Уставки срабатывания защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,2	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,75 \cdot I_H$	3,1 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,2 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	U_{CP1}	$1,2U_H$	120 В
		2 ступень	U_{CP2}	$1,4U_H$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,66 \cdot I_H$	1,09А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,42 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,55А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$	5,04 А
			U_{CP}	-	70В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,049	0,1 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,36	0,51 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	3,74 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,12 \cdot I_{НОМ.P}$	3,92 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	7,66 А

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС) в соответствии со следующими критериями :

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \frac{20^2 \cdot 5730}{9,81 \cdot 21} \cos 0^\circ = 0,023 \text{ м} \quad (6.3)$$

где

$$\bar{h} = \frac{0,015 \cdot 20^2}{9,81} = 0,611 \text{ м}; \quad (6.7)$$

$$\bar{T} = \frac{1,5 \cdot 20}{9,81} = 2,85 \text{ с.}$$

Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,85^2}{2 \cdot 3,14} = 12,68 \text{ м} \quad (6.8)$$

4. Условие

6.3 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов.

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход воды для 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 $-Q_{ГЭС}$:

$$\begin{aligned} Q_p &= Q_{\max.\text{расч}} - Q_{ГЭС} = Q_{\max.\text{расч}} - Q_{ГА}(n - 1) = \\ &= 771,4 - 80(4 - 1) = 531,4 \text{ м}^3/\text{с} \end{aligned} \quad (6.12)$$

где $Q_{\max.\text{расч}} = Q_{\max 1\%} = 771,4 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчетный максимальный расход основного расчётного случая обеспеченностью 1%(II классу), согласно ; n – число гидроагрегатов ГЭС.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{531,4}{33,48} = 15,87 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где q_b – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_b = 1,25q_p = 1,25 \cdot 26,78 = 33,48 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.14)$$

где

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления –

Рисунок 6.1 - Форма боковых устоев

Исходя из напора на гребне водослива и ширины пролета $b=8\text{м}$, с учётом сжатия и подтопления, выбирается бык неразрезной конструкции толщиной

наибольшую из трех:

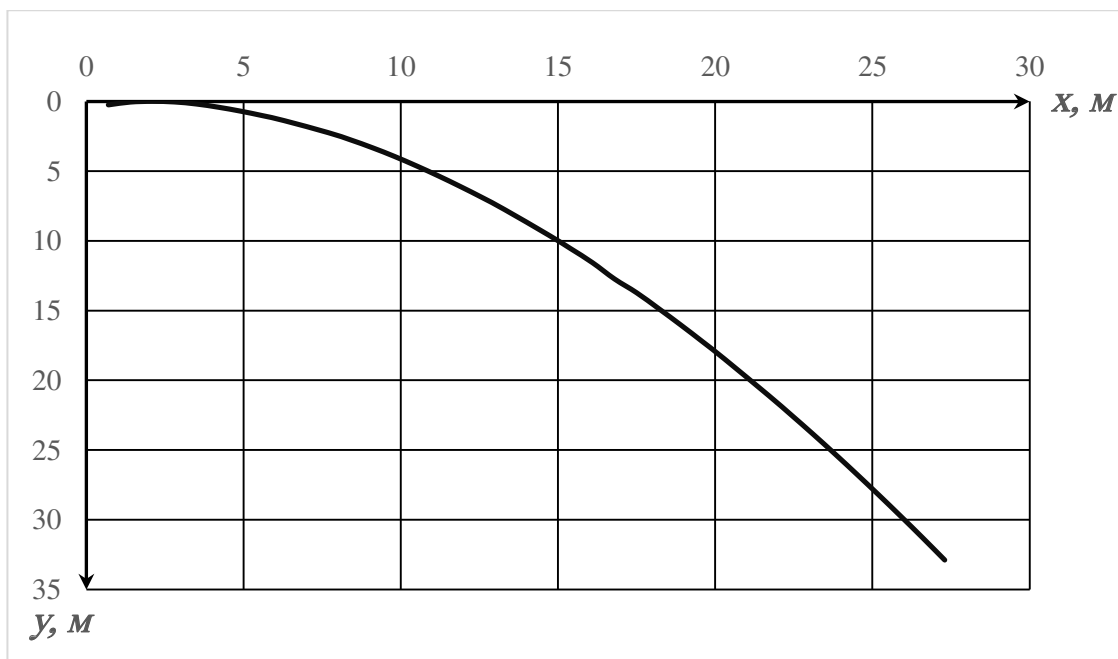


Рисунок 6.2 - Оголовок водосливной плотины типа А.

6.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С с рисунка 6.3. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

Рисунок 6.3 – К расчёту сопряжения бьефов.

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 531,4^2}{(16 + (2-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,44 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 185 - 143 = 42\text{м.} \quad (6.27)$$

Вычисляется отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{42}{4,44} = 9,45 \quad (6.28)$$

и для большой определяют значение коэффициента скорости $\varphi = 0,95$ в зависимости от длины сливной грани. По графику М.Д. Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости

где

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}} = 17,68 - 4,87 = 12,81\text{м} \quad (6.39)$$

где

$\omega_{\text{во}}$ -площадь входного сечения

μ –коэффициент расхода равный 0,8

Расход определяем исходя из отношение использование полезного объема в единицу времени.

$$Q_{\text{расч}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t} = \frac{1.15 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 110,91 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.45)$$

$$Z = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{Q_{\text{расч}}} = 185 - 144,37 = 40,63 \text{ м} \quad (6.46)$$

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2qZ}} = \frac{110,91}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 40,63}} = 7,84 \text{ м}^2 \quad (6.47)$$

Под донный водоспуска будет запроектирован отдельно стоящий пролет , для удобства маневрирования. Назначаем отверстие :2,8× 2,8м.

При необходимости пропустить весь объем водохранилища через глубинное отверстие ,можно будет использовать это же отверстие, только понадобится в два раз больше времени.

6.3.7Определение ширины подошвы плотины

Профиль гравитационной плотины должен удовлетворять условия.

1. отсутствию растягивающих напряжений в плотине
2. устойчивости против сдвига по основанию.

Практикой установлено, что на скальных основаниях экономичная по прочности ширина подошвы **В** является достаточной и по условию устойчивости сооружения против сдвига, если :

$$\frac{B}{h} = 0,7 \div 0,8)$$

Высота плотины ($h_{\text{пл}}$) с учетом выемки слабонесущих грунтов :

$$h_{\text{пл}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla_{\text{под}} = 185 - 139 = 46 \text{ м} \quad (6.48)$$

где $\nabla_{\text{под}}$ – отметка подошвы, заглублённая под отметку дна с учётом толщины грунта с низкой несущей способностью.

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - h_{\text{гра.пес}} - h_{\text{ск}} = 143 - 3 - 1 = 139 \text{ м} \quad (6.49)$$

Ширина подошвы:

$$B = h_{\text{пл}} m = 46 \cdot 0,75 = 34,5 \text{ м} \quad (6.50)$$

6.3.8 Разрезка бетонных плотин швами

При проектировании бетонной плотины на скальном основании следует предусмотреть её разрезку поперечными межсекционными швами и продольными межстолбчатыми швами.

Ширина секции :

$$l_c = b + \delta_b = 8 + 3 = 11 \text{ м}; \quad (6.51)$$

Разрезка плотины межсекционными швами выполняется по быкам. Разрезаем каждую секцию плотины межстолбчатым швом на два столба шириною 17,25 м. Плановый размер блока 11×17,25м.

6.3.9 Назначение быка

Ширина неразрезного быка определяется графически в зависимости от напора на водосливе $H_{ст}$ и ширины пролёта b . Она равна 2 м. Ширина разрезного быка равна ширине неразрезного, увеличенного на 1м, в итоге ширина разрезного быка назначается равной $\delta_b = 3\text{м}$.

Регулирование стока будет осуществляться плоскими затворами. По графику в зависимости от ширины пролёта и напора на водосливе определяется тип затвора. В итоге выбирается сдвоенный плоский затвор.

Ширина паза рабочего и аварийно-ремонтного затвора принимается равной 0,5 м. Длина паза принимается равной 1м, толщина быка между пазами принимается равной 1,4м, расстояние, на которое выдвигается бык в сторону ВБ относительно напорной грани равняется $a = 4,5\text{ м}$. графическое отображение на рисунке 6.4.

принимается равной ширине разрезного быка, т.е. $b_{уст} = 3\text{ м}$. Низовая часть выдвигается в нижний бьеф на расстояние 45 м.

Для сопряжения грунтовой плотины с бетонной устраиваем сопрягающий устой, представляющий собой подпорную стенку.

6.3.11 Дренаж тела бетонных плотин

Для отвода фильтрационных вод предусматриваются дренажные устройства в виде вертикальных скважин имеющих выход, как в продольные. Диаметр скважин принимаем 20 см, а расстояние между дренами- 3 метра.

При определении расстояния от напорной грани плотины до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи должно удовлетворять условию:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр,м}} \quad (6.52)$$

где H_d – напор над расчётным сечением.

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равен 1,2;

$I_{кр,м}$ – критический средний градиент напора, для бетонной плотины примерно равен 25,

Напор над расчётным сечением на $\nabla 140\text{ м}$:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{гал} = 185 - 140 = 45 \text{ м}; \quad (6.53)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до верховой грани продольной галереи:

$$a_{др} = \frac{45 \cdot 1,2}{25} = 2,16 \text{ м};$$

Принимаем $a_{др} = 3\text{ м}$. Для галерей расположенных выше, расстояние до напорной грани назначается также 3 м;

6.3.12 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются смотровые продольные и поперечные галереи с шагом 15 м по высоте.

Размеры продольных галерей принимаются: смотровая- 2,0 x 2,0 м; цементационная и дренажная галереи – 3,0 x 2,0 м, размеры поперечных галерей: 2,0 x 2,0 м.

Смотровые галереи расположены на отметках $\nabla 155$ м, $\nabla 170$ м, Цементационная галерея расположена на отметке $\nabla 140$ м, галереи предназначаются, для осмотров состояния гтс, так и для устройств КИА.

6.3.13 Противофильтрационные элементы подземного контура

Толщина противофильтрационной завесы должна удовлетворять следующему условию:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}} \quad (6.54)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равный 1,2;

$J_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равный принимается равный 25 для удельного водопоглощения скального грунта в завесе, принятым $q_c = 0,05$ л/(мин · м²). Потери напора на завесе определяются по . В соответствии с СП, напор на цементационной завесе, отнесённый к максимальному напору, равен:

$$\frac{H_3}{H_{max}} = 0,4,$$

Отсюда:

$$H_3 = 0,4H_{max} = 0,4 \cdot 41,59 = 16,63 \text{ м}; \quad (6.55)$$

$$\text{где } H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{мин}} = 185 - 143,41 = 41,59 \text{ м} \quad (6.56)$$

Тогда потери напора на завесе равны:

$$\Delta H_3 = H_{max} - 0,4H_{max} = 0,6H_{max} \quad (6.57)$$

$$\Delta H_3 = 0,6H_{max} = 0,6 \cdot 41,59 = 24,95 \text{ м}; \quad (6.58)$$

Тогда толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{24,95 \cdot 1,2}{25} = 1,19 \text{ м};$$

Так как обычно ряд цементационных скважин обеспечивает толщину завесы примерно 3м, то принимается однорядная завеса толщиной 3 м.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{max}; \quad (6.59)$$

$$h_{зав} = 0,5 \cdot 41,59 = 20,8 \text{ м}$$

Расстояние от напорной грани до оси завесы вычисляется по формуле:

$$l = (0,1 \div 0,25)B; \quad (6.60)$$

где B – ширина водосливного фронта

$$l = 0,1 \cdot 34,5 = 3,45 \text{ м};$$

Расстояние между скважинами в ряду составляет 3 м.

6.3.14 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Напор на дренаже равен:

$$\frac{H_{др}}{H_{max}} = 0,15,$$

Отсюда

$$H_{др} = 0,15H_{max} = 0,15 \cdot 41,59 = 6,23 \text{ м}; \quad (6.61)$$

Глубина скважин принимается равной:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_{зав}; \quad (6.62)$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 20,8 = 10,4 \text{ м}$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимается равным 4 м.

6.4 Определение нагрузок и воздействий на плотину для основного их сочетания

При вычислении площади фигур, плеч пользуемся программным комплексом «AutoCad».

6.4.1 Фильтрационное давление

Напор на цементационной завесе $H_3 = 16,63 \text{ м};$

Напор на дренаже: $H_{др} = 6,23$ м;

В соответствии с этими значениями строится эпюра фильтрационного давления:

Сила фильтрационного давления .

$$W_{\phi} = \rho_w q S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 230 = 2679 \text{ кН} \quad (6.63)$$

Плечо: 9,59 м-определяем по эпюре (рисунок 6.5)

Вес плоского затвора :

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \sqrt{fg} = 0,055 \cdot 76 \sqrt{76} \cdot 9,81 = 357,48 \text{кН} \quad (6.67)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\PY - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (187 - 178 + 0,5) \cdot 8 = 76 \quad (6.68)$$

Вес затвора на 1 п.м.

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_Б} = \frac{357,48}{8+3} = 32,49 \text{кН} \quad (6.69)$$

6.4.4 Сила гидростатического давления воды

Со стороны верхнего бьефа.

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 46^2}{2} = 10378 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.70)$$

$$h_1 = \nabla\text{НП}\Upsilon - \nabla\text{под} = 185 - 139 = 46 \quad (6.71)$$

Со стороны нижнего бьефа.

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 4,41^2}{2} = 95,39 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.72)$$

$$h_2 = \nabla\text{УНБ}\text{min} - \nabla\text{под} = 143,42 - 139 = 4,42\text{м} \quad (6.73)$$

Плечи сил относительно середины подошвы: для T_B ; $l_B = 18,49\text{м}$, T_H ;
 $l_B = 2,14\text{м}$

6.4.5 Давление грунта

Грунт, оказывающий давление на основание плотины с верхнего и нижнего бьефа, состоит из слоя галечно – песчанного грунта толщиной 3 м, слоя скального грунта – диорита, толщиной 1 м. Также со стороны верхнего бьефа будут оказывать давление наносы, представляющие собой слой взвешенного в воде суглинка 4м, принесённого с верховьев реки.

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$P_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_H}{2} \right) =$$

$$= 12,1 \cdot 4 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - 27^\circ / 2 \right) = 18,19 \text{ кПа} \quad (6.74)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 φ_n – угол внутреннего трения наносов, для суглинка равен $\varphi_n = 27^\circ$;
 γ_n рассчитывается по формуле:

$$\begin{aligned} \gamma_n &= \gamma_c - (1 - n_0) \gamma_w = \\ &= 18 - (1 - 0,4) \cdot 9,81 \cdot 1 = 12,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \end{aligned} \quad (6.75)$$

где γ_c – удельный вес суглинка;
 n_0 – пористость сухого суглинка;
 γ_w – удельный вес воды;
 Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_n = (p_n h_n) / 2 = (23 \cdot 4) / 2 = 36,38 \text{ кН}. \quad (6.76)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} p'_{\text{гр}} &= \gamma_n h_n \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= 12,1 \cdot 4 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{33^\circ}{2} \right) = 14,26 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (6.77)$$

где $\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения водонасыщенного галечно – песчаного грунта во взвешенном состоянии, равный $\varphi_{\text{гр}} = 33^\circ$.

В точке на нижней границе слоя галечного грунта с песком толщиной 3 м, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned} p''_{\text{гр}} &= (\gamma_n h_n + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}}) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= (12,1 \cdot 4 + 12,4 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{33^\circ}{2} \right) = 25,23 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.78)$$

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} &= \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = 19 - (1 - 0,33) \cdot 9,81 \cdot 1 = \\ &= 12,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \end{aligned} \quad (6.79)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес галечного грунта с песком;
 n_0 – пористость сухого грунта;
 γ_w – удельный вес воды;
 Боковое давление скального грунта рассчитывается аналогичным образом:

$$\begin{aligned}
 p'_{\text{СК}} &= (\gamma_{\text{Н}} h_{\text{Н}} + \gamma_{\text{Гр}}^{\text{ВЗВ}} h_{\text{Гр}}) \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{СК}}}{2} \right) = \\
 &= (12,1 \cdot 4 + 12,4 \cdot 3) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{45^\circ}{2} \right) = 14,68 \text{ кПа}; \quad (6.80)
 \end{aligned}$$

В точке на нижней границе слоя диорита толщиной 1 м, где действуют и вес наносов, и вес всех слоёв грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned}
 p''_{\text{СК}} &= (\gamma_{\text{Н}} h_{\text{Н}} + \gamma_{\text{Гр}}^{\text{ВЗВ}} h_{\text{Гр}} + \gamma_{\text{СК}}^{\text{ВЗВ}} h_{\text{СК}}) \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{СК}}}{2} \right) = \\
 &= (12,1 \cdot 4 + 12,4 \cdot 3 + 15,64 \cdot 1) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{45^\circ}{2} \right) = 17,37 \text{ кПа}; \quad (6.81)
 \end{aligned}$$

где $\varphi_{\text{СК}}$ – угол внутреннего трения скального грунта, равный $\varphi_{\text{Гр}} = 45^\circ$.
 $\gamma_{\text{СК}}^{\text{ВЗВ}}$ – удельный вес взвешенного скального грунта, равный:

$$\begin{aligned}
 \gamma_{\text{СК}}^{\text{ВЗВ}} &= \gamma_{\text{СК}} - (1 - n_0) \gamma_{\text{W}} = \\
 &= 22 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 \cdot 1 = 15,64 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \quad (6.82)
 \end{aligned}$$

где $\gamma_{\text{СК}}$ – удельный скального грунта;
 n_0 – пористость скального грунта;
 γ_{W} – удельный вес воды;
Эпюра активного давления грунта имеет вид:

$$+ \frac{14,68+17,37}{2} \cdot 1 = 75,25 \text{ кН} \quad (6.83)$$

Плечо силы давления наносов равно 5,33 м. плечо силы активного давления грунта равно 2,36 м.

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется аналогичным образом:

В точке на нижней границе слоя гравийно - галечного грунта с песком толщиной 3 м, давление равняется:

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= \gamma_{гр}^{взв} h_{гр} \cdot tg^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= 12,4 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45^\circ + \frac{33^\circ}{2} \right) = 126 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (6.84)$$

Боковое давление скального грунта рассчитывается аналогичным образом:

$$\begin{aligned} p'_{ск} &= \gamma_{гр}^{взв} h_{гр} \cdot tg^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = \\ &= 12,4 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45^\circ + \frac{45^\circ}{2} \right) = 216,81 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.85)$$

В точке на нижней границе слоя диорита толщиной 1 м, давление равняется:

$$\begin{aligned} p''_{ск} &= (\gamma_{гр}^{взв} h_{гр} + \gamma_{ск}^{взв} h_{ск}) tg^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = \\ &= (12,4 \cdot 3 + 15,64 \cdot 1) \cdot tg^2 \left(45^\circ + \frac{45^\circ}{2} \right) = 307,97 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.86)$$

Эпюра пассивного давления грунта имеет вид рисунка 6.9:

$$\begin{aligned}
 E_{\text{пн}} &= \frac{1}{2} \cdot h_{\text{гр}} \cdot p''_{\text{гр}} + \frac{p'_{\text{ск}} + p''_{\text{ск}}}{2} \cdot h_{\text{ск}} = \\
 &= \frac{1}{2} \cdot 3 \cdot 126 + \frac{216,81 + 307,97}{2} \cdot 1 = 451,39 \text{ кН};
 \end{aligned}
 \tag{6.87}$$

Плечо силы пассивного давления грунта 2 м.

6.4.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном расчетных случаях может быть определена упрощено по формуле А.Л.Можевитинова :

$$\begin{aligned}
 W_{\text{волн}} &= 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\
 &= 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,388 \left(\frac{12,68}{3,14} + \frac{0,47}{2} \right) = 29 \text{ кН}
 \end{aligned}
 \tag{6.88}$$

где $h_{1\%}$ - Высота волны 1% -ой обеспеченности.

$\bar{\lambda}$ - средняя длина волны

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,388^2}{12,68} = 0,47 \text{ м}
 \tag{6.89}$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12,68}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,388 = 1,499 \text{ м}
 \tag{6.90}$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 1,388 = 1,52$ м над ∇ НПУ, а другая ниже ∇ НПУ на $8h_{1\%} = 8 \cdot 1,388 = 11,1$ м. (рисунок 6.10)

Высота треугольника определяется геометрически:

$$\begin{aligned}
 W_{\text{волн}} &= (S_1 + S_2) \gamma_B = \left(\frac{1}{2} \cdot 1,1h_{1\%} \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 8h_{1\%} \cdot x \right) \cdot \gamma_B = \\
 &= \left(\frac{1}{2} \cdot 1,52 \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 11,1 \cdot x \right) \cdot 9,81 = 61,9x,
 \end{aligned}
 \tag{6.91}$$

где x – высота треугольника;

Отсюда:

$$x = \frac{W_{\text{волн}}}{61,9} = \frac{23}{61,9} = 0,37 \text{ м};
 \tag{6.92}$$

Плечо силы волнового давления $w_{\text{волн}}$ равно расстоянию от центра тяжести эпюры до середины подошвы (рисунок 6.10)

$$w_{\text{волн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - y_c - \nabla_{\text{под}} = 185 - 1.499 - 139 = 44.5 \text{ м.} \quad (6.93)$$

Таблица 6.2 –Нагрузки и воздействия на плотину

Нагрузка		Направлен ие силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	□	10378	15,33	159095
Тн	1	□	95,39	1,46	-139
Gб	0,95	□	6170,25	6,75	-40769
Gпл	0,95	□	13142,3	6,1	-77852
Wвзв	1				

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = \\ &= -152 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 46 \cdot 0 = -152 \text{ кПа}\end{aligned}\quad (6.97)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 46 = -460 \text{ кН/м}^2 \quad (6.98)$$

Для низовой грани аналогично по формулам

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{15596,6}{34,5} - \frac{6 \cdot 59589}{34,5^2} = -752 \text{ кН/м}^2. \quad (6.99)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -752 \cdot 0 - 10 \cdot 4,41 \cdot (1 - 0^2) = -44,1 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.100)$$

где $m_t = 0$, – угол между низовой гранью и вертикалью.

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 143,41 - 139 = 4,41 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \\ &= -(10 \cdot 4,41 - 752) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2;\end{aligned}\quad (6.101)$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -752 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 4,41 \cdot 0^2 = -752 \text{ кН/м}^2\end{aligned}\quad (6.102)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,41 = -44,1 \text{ кН/м}^2. \quad (6.103)$$

6.5.2 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.104)$$

где $\gamma_n = 1,20$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения [1];

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации, $\gamma_{1c} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, $\gamma_{cd} = 0,9$;

В проекте назначается класс бетона по прочности – бетон класса В20.

Выполним проверку бетона по прочности на сжатие:

$$1,20 \cdot 1,00 \cdot |-752| \leq 0,9 \cdot 20000$$

$902,4 < 18000$, условие прочности выполняется.

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0,$$

$-129 \text{ кН/м}^2 < 0$ - условие выполнено.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.105)$$

$$129 > 0,25 \cdot 10 \cdot 46;$$

$$129 \text{ кН/м}^2 > 115 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.5.3 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.106)$$

где:

$$\begin{aligned} R &= (G_{nl} + G_B - W_{взв} - W_\phi + Q_3) \cdot \tan \varphi + E_{nn} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega \\ &= (13142,3 + 6170,25 - 1492,49 - 2256 + 32,49) \cdot 0,7 + 361,1 \cdot 0,7 + \\ &+ 100 \cdot 34,5 = 15620 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.107)$$

где: $\tan \varphi = 0,7$ – коэффициент внутреннего трения для скалы основания;
 $c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление скалы;

$\omega = B_n \cdot 1 = 34,5 \text{ м}^2$ – проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

γ'_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимается $\gamma'_c = 0,7$;

$$\begin{aligned} F &= T_g - T_n + W_{вол} + E_n + E_{ав} = 10378 + 95,39 + 29 + 44 + 90,3 = \\ &= 11909,42 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.108)$$

Условие на сдвиг:

$$\frac{15620 \cdot 0,95}{11909,42 \cdot 1} = 1,24,$$

$1,24 > 1,20$ – условие выполняется.

Из вышеизложенного следует, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и устойчивости при основном сочетании нагрузок и воздействий.

7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Хорской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Хорской ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Хорской ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются. Также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового

кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов 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.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по

охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию 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.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Хорскую гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Хорскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренажами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

7.4 Охрана природы

7.4.1 Общие положения

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы. Экологическая безопасность относится к центральным требованиям при эксплуатации ГЭС.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Хорской ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектировании, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании Хорской ГЭС на реке Хор являются следующие нормативы:

8 Оценка объемов реализации энергии и расходов

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Важным фактором является реализации сбыта электроэнергии на розничном и оптовом рынке. На рынке электроэнергии мы полагаемся рынок реагирующий на сутки вперед и рынок балансирующий, который позволит нам грамотно использовать выработку электроэнергии таблица 8.1

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность, МВт	111,2	111,2	111,2	111,2
Число часов использования установленной мощности	7 250,00	7 250,00	7 250,00	7 250,00
Выработка электроэнергии, МВт*ч	805 620,00	805 620,00	805 620,00	805 620,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,0	1,0	1,0	1,0
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт*ч	8 056,20	8 056,20	8 056,20	8 056,20
Объем реализации электроэнергии, МВт*ч	797 563,80	797 563,80	797 563,80	797 563,80
Тариф на электроэнергию, руб./МВт*ч	1 042,00	1 077,00	1 110,00	1 143,00
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	69 255 ,12	71 581, 35	73 774, 65	75 967 ,95
НДС к выручки, тыс.руб.	10 564, 34	10 919, 18	11 253 ,7	11 588, 3

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2018-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии. Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

Период расчета в программе 300 месяцев, период окупаемости 63 месяца.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2018 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	28 ,35
Прочие расходы	274,0	30 ,44
Итого		58 ,80

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. таблица 8.3.

Таблица 8.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,12
От 6 до 15 лет	0,17
От 16 до 25	0,3
Свыше 25 лет	0,4

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий РусГидро 2018 года таблица 8.4

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка,	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	15 043, 425
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001197 тыс.руб./МВт*ч	1 053 ,962
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт*ч	305, 524
Итого		16 402 ,912

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Хор, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	2019	2020	2021	2022	2023
Амортизационные отчисления	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56
Расходы на страхование	2,89	2,86	2,83	2,80	2,89
Эксплуатационные затраты	58,80	58,80	58,80	58,80	58,80
Расходы на ремонт производственных фондов	0,60	0,61	0,79	0,78	0,60
Расходы на услуги регулирующих компаний	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40
Налог на воду	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61
Итого	85,88	85,86	86,01	85,97	85,88

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

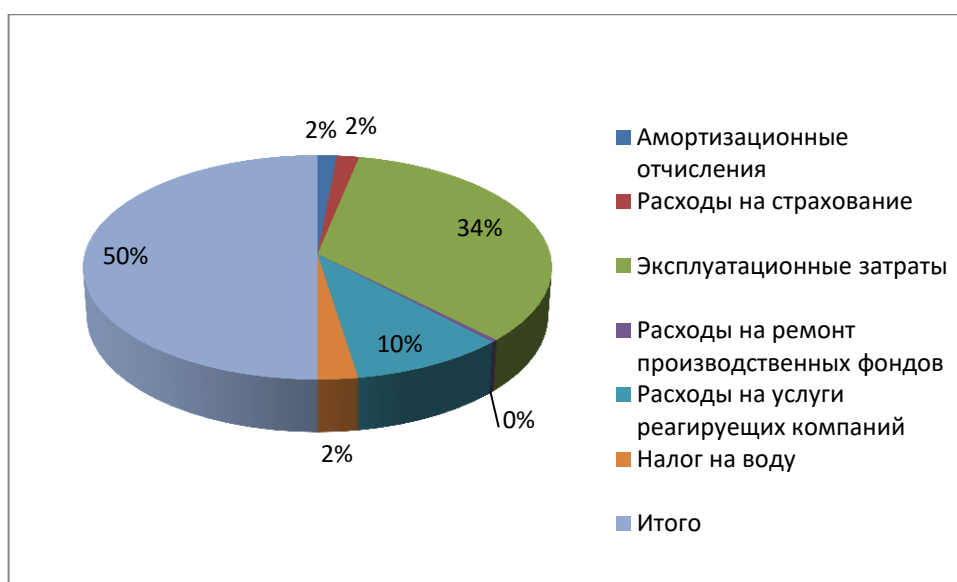


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % проценты от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт*ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2019	2020	2021	2022	2023
Налог на прибыль, млн.руб.	47,26	98,50	102,81	107,11	111,41
НДС, млн.руб.	95,25	107,37	111,04	114,70	118,36
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	3,35	3,55	3,55	3,55	3,55
Налог на имущество, млн.руб.	32,78	33,02	31,84	30,67	29,49

8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности.

Основной формой отражения производственной деятельности, Хорской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль, таблица 8.7

Форма и отражения основной производственной деятельности Хорской ГЭС является отчет об прибыли и убытках.

Таблица 8.7 – Скорректированная сумма прибыли, в первые годы эксплуатации

Наименование	2019	2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто), млн.руб.	87,4	90,4	93,1	96,1	87,4
Текущие расходы, млн.руб.	85, 8	85, 8	86, 0	85, 9	85, 8
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	78,9	81,8	84,5	87,5	78,9
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	789, 0	818, 5	845, 8	875, 3	789, 0
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	157, 8	163, 7	169, 1	175, 0	157, 8
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	631, 2	654, 8	676, 6	700, 2	631, 2
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2

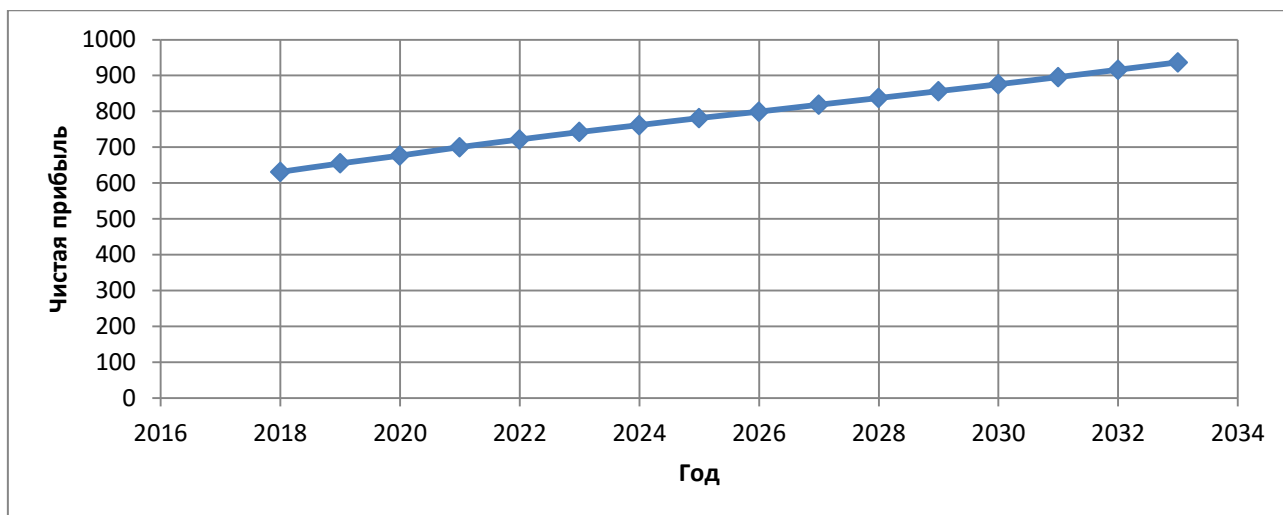


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert» фирмы «Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Хорской ГЭС на реки Хор мощностью 111,2 МВт составляет 25лет ;используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Хорской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Использование электроэнергии Хорская ГЭС, определено на основании покрытия перспективных уровней электропотребления 2018-2020 годов.

Рост тарифа на электроэнергию для Хабаровского Края принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Хорской ГЭС на реки Хор мощностью 111,2 МВт.

Под расходами понимаются средства ПАО «РусГидро» направленные на реализацию инвестиционного проекта строительства Хорской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	63,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	3226,92
Индекс прибыльности - PI	2,31
Себестоимость руб./кВт*ч	0,09
Удельные капиталовложения, руб./кВт	24910,7

8.7 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.

К притокам бюджетных средств относятся - притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2019	2020	2021	2022	2023
Налоговые поступления, млн. руб.	7, 37	25 ,22	22, 91	101, 86	362 ,96
В Федеральный бюджет, млн. руб.	5 ,38	16, 29	17, 29	96, 29	357 ,45

Окончание таблицы 8.9

Год	2019	2020	2021	2022	2023
В региональный бюджет, млн. руб.	1,95	8,84	5,54	5,48	5,42

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов)

Целями проведения этого анализа является оценка степени влияния изменения каждого (или нескольких сразу) из входных параметров, чтобы предусмотреть наилучшее развитие ситуации в проекте.

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски:

- рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат в строительстве;
- операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период.

Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.(рисунок 8.4-8.6)

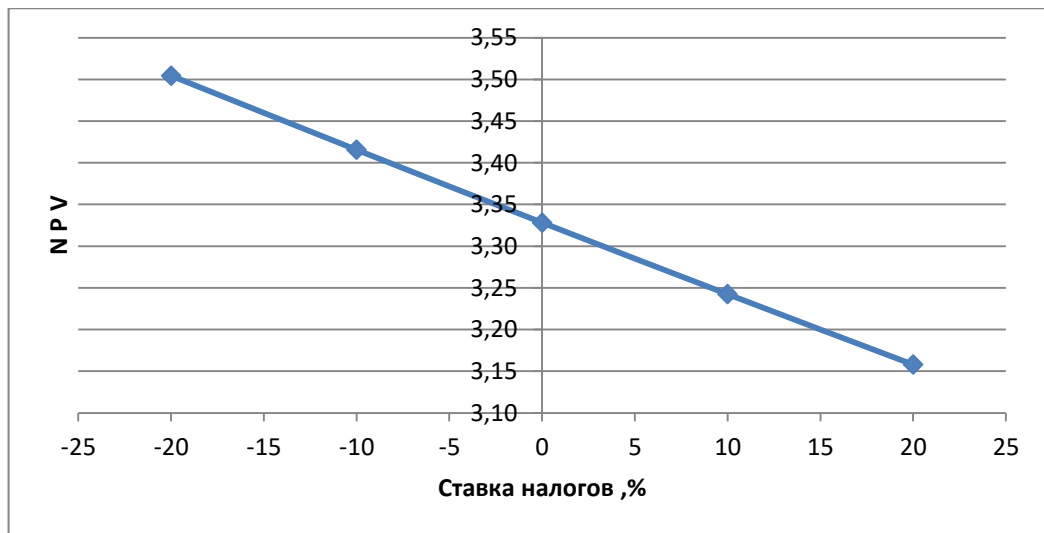


Рисунок 8.3-NPV от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения PI, уменьшение – обратный эффект.

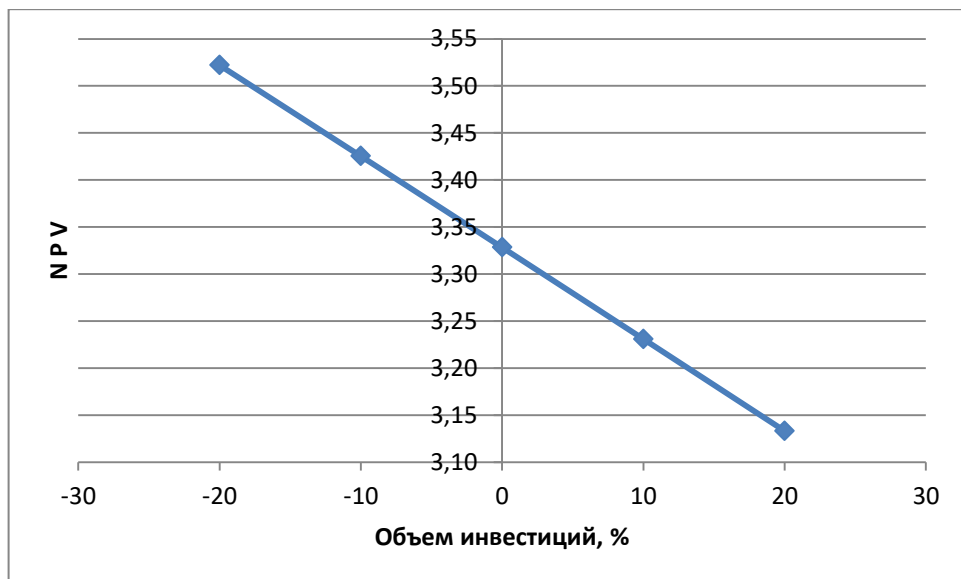


Рисунок 8.4-NPV от изменения объёма инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV. Рисунок 8.6

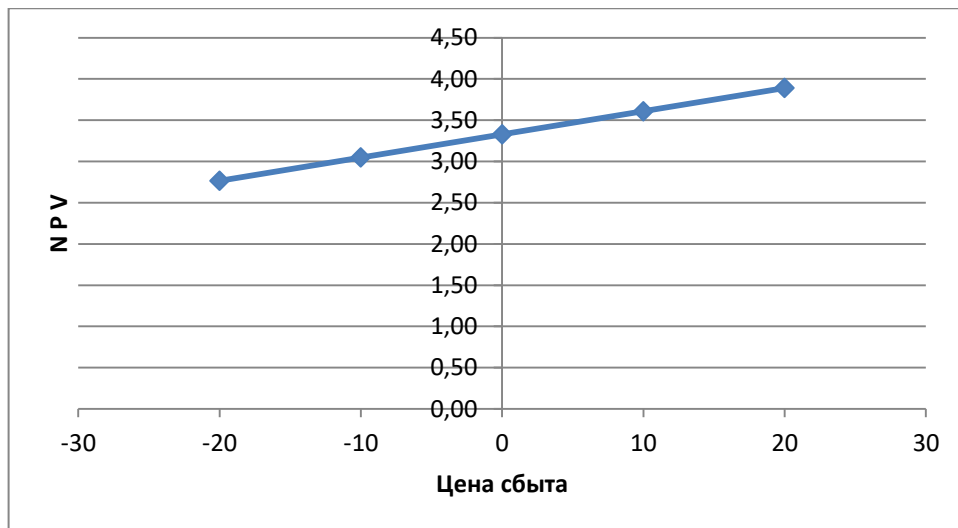


Рисунок 8.5–Изменение индекса(NPV) от изменения цены сбыта

Уменьшение цены на продукцию приводит к уменьшению индекса прибыльности, увеличение – к его росту (рисунок 8.7)

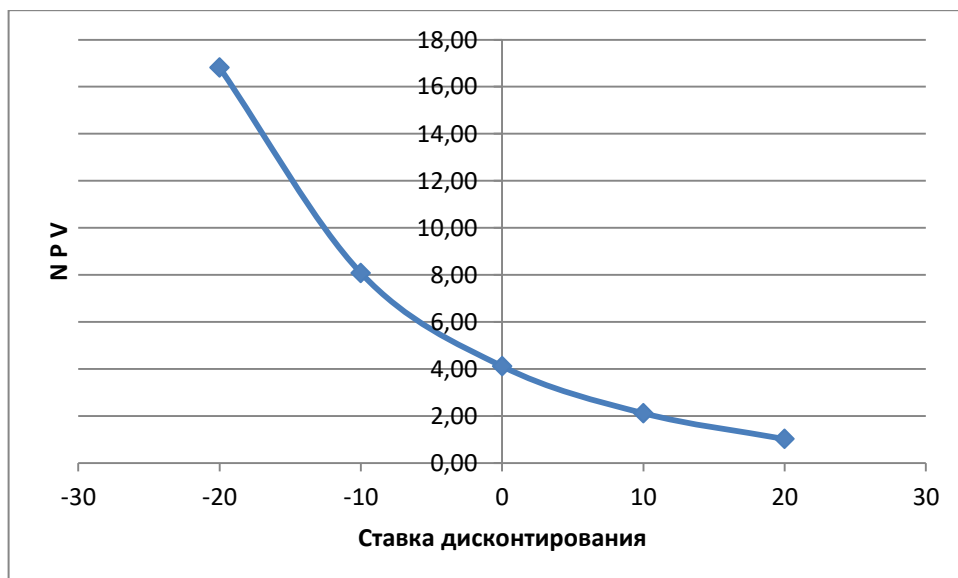


Рисунок 8.6 – NPV от изменения ставки дисконтирования

Увеличении ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV. Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования
- Увеличение объема инвестиций продукции
- Уменьшение цены сбыта продукции
- Увеличение ставки налогов

9 Методы проверки и исправления линии вала гидроагрегата

9.1 Виды нарушений центровки вертикальных гидроагрегатов

Нарушения центровки гидроагрегата относятся к дефектам механического характера и разделяются на группы:

- нарушения линии вала гидроагрегата;
- нарушение взаимного концентричного положения вращающихся частей гидроагрегата относительно неподвижных;
- отклонения высотного положения ротора относительно статора гидрогенератора, рабочего колеса турбины относительно камеры или фундаментных и закладных частей.

Нарушение общей линии вала относится к наиболее серьезным дефектам изготовления и монтажа. Вызываемые им нерасчетные знакопеременные нагрузки на направляющие подшипники, подпятник и фланцевые соединения валов действуют постоянно при любых режимах работы гидроагрегата и практически не компенсируются.

В зависимости от конструкции вала:

В гидроагрегатов с генераторным валом (генераторным и промежуточными валами) основными нарушениями линии вала являются комбинации излома во фланцевых соединениях, несоосности валов и неперпендикулярность зеркала диска подпятника генераторному валу.

Для «одновальных» агрегатов (при соединении турбинного вала непосредственно к ступице ротора гидрогенератора) характерными можно считать следующие варианты нарушений линии вала:

- вал надставки генератора имеет излом во фланцевом соединении со ступицей ротора или вал надставки расположен эксцентрично относительно оси ступицы генератора. Вал турбины и ступица расположены соосно, зеркало диска подпятника перпендикулярно оси турбинного вала;
- вал надставка и ступица генератора соосны. Имеется излом во фланцевом соединении турбинного вала со ступицей гидрогенератора, зеркало подпятника перпендикулярно линии вала надставки и ступице ротора гидрогенератора;
- вал надставки, ступица ротора генератора и вал турбины соосны, зеркало диска подпятника неперпендикулярно оси ступицы гидрогенератора;
- несоосность турбинного вала и вала надставки гидрогенератора.

Нарушения взаимного положения вращающихся и неподвижных частей гидроагрегата могут быть следующие:

- эксцентричное расположение относительно вертикальной оси турбинного и генераторных подшипников;
- эксцентричное расположение ротора в расточке статора гидрогенератора;
- несовпадение магнитных осей (высотного положения) статора и ротора гидрогенератора;

- неконцентричность взаимного расположения корпусов подшипников, подпятника, уплотнений, выгородок маслованн относительно вала;
- эксцентричность расположения рабочего колеса гидротурбины относительно его камеры или лабиринтных уплотнений;
- несовпадение высотного положения рабочего колеса и его камеры.

9.2 Технические требования к выполнению операций по проверке центровки и устранению ее дефектов

Проверка общей линии вала, шеек подшипников, фланцев и фланцевых соединений, контрольных поясков, защитных облицовок, штанг маслоприемника и их направляющих должна производиться с учетом следующих требований:

- проверка линии вала гидроагрегата должна производиться в соответствии со стандартом;
- проверка линии вала гидроагрегатов с подпятниками на гидравлической опоре должна производиться в соответствии требованиями конструкторской документации;
- контрольная проверка линии вала в целях ее исправления должна производиться только после удаления из фланцевых соединений всех временных прокладок;
- проверку общей линии вала гидроагрегата следует проводить путем поворота ротора с одним установленным с минимально возможным зазором для поворота подшипником гидрогенератора, наиболее близко расположенным к подпятнику; наличие излома линии вала и величины биения контролируют приборами измерения линейных перемещений (далее – приборы).

Во всех случаях, независимо от допускаемого относительного биения вала, величина абсолютного биения вала у турбинного подшипника при проверке поворотом ротора гидроагрегата на подпятнике не должна превышать 0,4 мм для гидроагрегатов с частотой вращения до 250 об/мин и 0,3 мм для гидроагрегатов с частотой вращения более 250 об/мин.

Базой для центровки гидроагрегата является выставленный в вертикальное положение вал гидротурбины с присоединенным рабочим колесом. Рабочее колесо при этом должно быть отцентрировано относительно камеры рабочего колеса (для РО-гидротурбин относительно лабиринтного уплотнения и фундаментного кольца). Вертикальность положения турбинного вала достигается регулировкой длин подвесок рабочего колеса ПЛ-гидротурбин в камере, для РО-гидротурбин регулировка осуществляется при помощи прокладок или клиньев под ободом рабочего колеса.

Проверка вертикального положения турбинного вала осуществляется по струнам или уровню с ценой деления не более 0,02 мм/м.

С верхнего фланца турбинного вала опускаются четыре струны в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Струны должны быть электроизолированы от вала. Проволоку для струн применяют калиброванную стальную диаметром от 0,3 до 0,5 мм. Для придания струнам вертикального положения к ним подвешиваются грузы. Соответствующий груз для проволоки этих диаметров от 6 до 15 кг. Для уменьшения времени колебаний струн от касания грузы погружают в открытую емкость с турбинным маслом.

Струны рекомендуется подвешивать на одинаковых расстояниях от вала, чтобы в процессе замеров в одной горизонтальной плоскости не изменять величину набора микрометрического нутромера.

Вертикальность положения вала определяется замером расстояний между струнами и валом в двух горизонтальных плоскостях, разница уровней между которыми должна быть наибольшей в пределах возможного.

Для выявления эллипсоидности поверхности и внесения соответствующих корректив в результаты измерений по струне, диаметры всех приводимых к соосности расточек замеряются микрометром на скобе, соответствующего диаметра, в двух взаимно перпендикулярных направлениях ориентированных по осям гидроагрегата.

После окончания центровки ротора гидротурбины и фиксации рабочего колеса относительно неподвижных частей, необходимо определить величину подъема ротора гидротурбины. Эта величина определяется из расчета, что после подъема рабочее колесо должно находиться на проектной отметке.

9.3 Проверка биения вала и диска пяты гидрогенератора

Биение вала гидрогенератора проверяется приборами путем вращения вала гидрогенератора на подпятнике с одним подшипником, расположенным наиболее близко к подпятнику. Сегменты генераторного подшипника устанавливаются с минимально возможным для прокрутки зазором. При этих условиях относительное биение вала гидрогенератора на образующих его фланца допускается в пределах. Результаты проверки биения вала гидрогенератора вносят в карты измерений.

Прицентрирование вала гидрогенератора к валу гидротурбины:

Прицентрирование вала гидрогенератора к валу гидротурбины осуществляют после выверки вала гидрогенератора (приведение уклона и неперпендикулярности в подпятнике к нормативным значениям).

Базой для прицентрирования вала гидрогенератора является выставленный в монтажное положение фланец отцентрированного и выверенного вала гидротурбины.

Для совмещений отверстий под соединительные болты вал гидрогенератора вместе с ротором проворачивают краном, горизонтальные и

вертикальные перемещения производят с помощью сегментов подпятника и подшипника.

Вал гидротурбины должен быть прицентрирован к валу гидротурбины так, чтобы сопрягаемые плоскости их фланцев были между собой параллельны, а образующие фланцев концентричны. Прицентрирование вала гидротурбины должно производиться при совмещенных заводских метках на фланцах обоих валов.

Соединения валов гидротурбины и гидротурбины производятся в соответствии с указаниями заводов-изготовителей гидротурбины и гидротурбины.

Проверка общей линии валов методом поворота ротора гидроагрегата на 360° .

При полной разборке гидроагрегата проверка по струне центровки его неподвижных частей и, при необходимости, приведение к соосности всех расточек.

Устранение неперпендикулярности зеркального диска подпятника и излома линии валов во фланцах с последующей пере проверкой общей линии валов.

Проверка уклона валов; устранение уклона.

Центровка неподвижных частей гидроагрегата (расточки под направляющие подшипники, статор гидротурбины и пр.) предварительно выполняется относительно ротора и подтверждается результатами его поворота на 360° .

9.4 Технологические требования к проверке центровки и устранению ее дефектов

Проверка центровки должна производиться в следующих случаях:

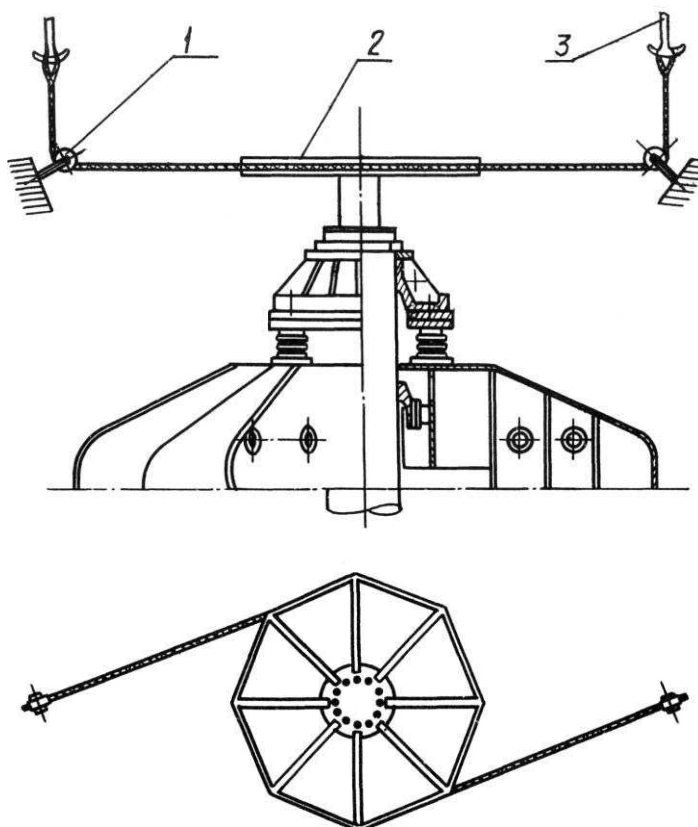
- при проведении капитального ремонта;
- при возникновении вибраций, связанных с повышенными биениями вала;
- при замене или ремонте с разборкой звеньев валопровода гидроагрегата.

9.4.1 Проверка общей линии валов методом поворота ротора на 360°

Метод позволяет проверить перпендикулярность зеркального диска подпятника к оси агрегата и излом линии вала во фланцевых соединениях. Метод применим для всех типов исполнения гидроагрегатов. Поворот ротора на 360° позволяет проверить положение ротора гидроагрегата относительно неподвижных частей (рабочее колесо – камера рабочего колеса, ротор – статор гидротурбины, вал – корпуса подшипников (выгородки, уплотнения). Операции по измерению зазоров между этими частями могут быть совмещены с измерениями по определению линии вала гидроагрегата.

9.4.2 Методы поворота роторов гидроагрегатов

В качестве основного способа поворота ротора гидроагрегатов рекомендуется «крановый» способ при помощи троса, пропущенного через один или два блока и застропленного за специальные приливы на спицах ротора генератора; в процессе поворота трос последовательно перестропливают. Для небольших гидроагрегатов указанный трос может быть навит на специальный сварной барабан, прикрепленный к верхнему торцу генераторного вала приведенного на рисунке 9.1. Возможно также использование других способов поворота ротора.



1- блок; 2- приспособление для поворота ротора; 3 - гак мостового крана
Рисунок 9.1 - Схема поворота ротора гидроагрегата

В качестве смазки сегментов баббитового направляющего подшипника и подпятника следует применять:

для легких роторов – свиное несоленое топленое сало;

для тяжелых – бараний и говяжий жир, смесь свиного топленого сала с хорошо просеянным серебристым графитом.

При температуре воздуха в машинном зале выше 20°C целесообразно ввести в животный жир порошок дисульфида молибдена (MoS_2).

В качестве смазки ЭМП-сегментов подпятника можно использовать турбинное масло. Для смазки сегментов перед каждым поворотом

гидроагрегат поднимается на тормозах и в образовавшийся зазор между зеркальным диском подпятника и поверхностью сегмента при помощи масленки подается турбинное масло.

Подготовительные работы.

Разобрать все направляющие подшипника гидроагрегата, за исключением одного, наиболее близко расположенного к подпятнику; в оставшемся подшипнике следует установить минимальные зазоры для уменьшения боковых перемещений ротора при его поворотах.

Подготовить к применению следующее:

- такелаж для поворота ротора краном;
- смазку;
- бесконтактные приборы дистанционного измерения биения или индикаторы со штативами – по одному на каждое фланцевое соединение валов, шейку турбинного вала, зеркальную поверхность диска подпятника (для агрегатов с подпятниками на гидравлической опоре), а также на каждую шейку генераторного вала.

Разметить окружность вала на восемь равных частей (Крупногабаритные роторы размечаются на 12 частей) и нанести через каждые 45° риски мелом или белой масляной краской на втулку подпятника или непосредственно на ротор генератора.

Риски нумеруются от I до VIII против направления вращения ротора; при этом точка I ориентируется по какой-либо детали ротора (чаще всего по нумерованным полюсам). В этом случае угол поворота отсчитывается по числу полюсов ротора генератора, приходящихся на 1/8 часть окружности.

Установить приборы (индикаторы), регистрирующие биение отдельных компонентов ротора агрегата. Прибор (индикатор), регистрирующий торцевое биение зеркального диска, устанавливается между сегментами подпятника в одной вертикальной плоскости со всеми остальными приборами на расстоянии около 50 мм от наружного края диска.

Правила установки приборов следующие:

- приборы устанавливаются перпендикулярно натяжению троса;
- штатив приборов закрепляется надежно и не должен смещаться;
- при измерении индикатором натяг измерительного стержня подбирается так, чтобы большая стрелка ориентировалась на "нуль", а малая находилась в середине шкалы; в этом случае индикатор будет иметь возможность отсчитывать показания на "плюс" и на "минус". Движение вала на индикатор записывается со знаком "плюс", от индикатора со знаком "минус".

Произвести пробный поворот ротора, уделяя особое внимание отсутствию его задеваний за неподвижные части агрегата, что выражается в плавном изменении показаний приборов. Операция заканчивается подведением точки I ротора к выбранному месту начала отсчета

Измерение и обработка полученных данных.

Произвести поворот ротора гидроагрегата с остановами в каждой точке разметки по окружности, снятием показаний всех приборов,

регистрирующих биение отдельных компонентов ротора, и записью результатов в карту измерения. При каждом останове ротора обязательно следует ослабить натяжение тягового троса, для устранения бокового смещения. Поворачивание ротора заканчивается при возвращении точки I в исходное положение.

Если показания приборов (индикаторов) вернулись к нулю или разница показаний прибора у шейки турбинного подшипника (фланца генераторного вала) и прибора у генераторного подшипника с установленным минимальным для поворота зазором не превышает погрешности измерений, считается, что замеры выполнены правильно. Если же разница показаний приборов превышает величину погрешности измерений, замеры необходимо повторить, так как приборы по какой-то причине сбились. Рекомендуемая величина допустимого отклонения 0,02 мм.

Рекомендуется повторять замеры даже при правильном их выполнении. Практика показывает, что повторенные подряд замеры наиболее верны для дальнейших действий по центровке и что еще более точные результаты достигаются установкой двух приборов под углом 90° друг к другу в каждой плоскости.

Наиболее точны для дальнейших расчетов такие результаты, когда показания приборов по точкам при двух последовательных проверках одинаковы или отличаются не более чем на величину от 0,02 до 0,03 мм.

Осуществить подсчет биений зеркального диска подпятника и шейки турбинного вала не менее чем в четырех диаметральных плоскостях согласно зависимостям

Полное биение зеркальной поверхности диска не должно превышать 0,08 мм для однорядных, 0,12 мм – для двухрядных и гидравлических подпятников; биение шейки турбинного вала не должно превышать величины суммарного (на диаметр) зазора f в турбинном подшипнике.

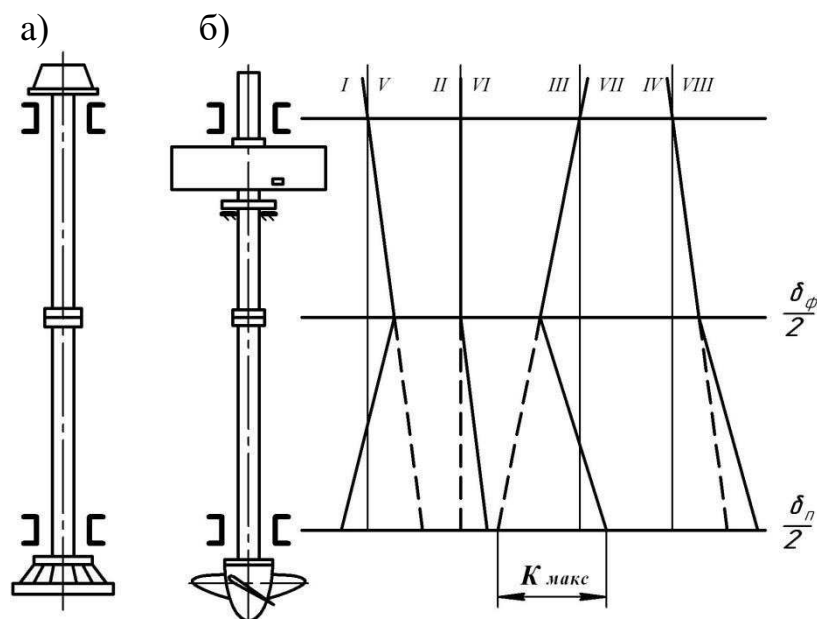
В случае наличия выходящей за пределы допустимого хотя бы одной из указанных величин построить график состояния линии валов в четырех диаметральных плоскостях.

График строится в двух масштабах (рисунок 9.2): длина вала l - в уменьшенном, смещение вала от оси вращения $\delta/2$ - в увеличенном.

У осевых линий вала сверху ставится наименование плоскости; положение цифр наименования плоскости относительно оси позволяет ориентировать на графике направление бьющей точки.

Продолжив геометрические линии вала генератора за фланцевые соединения (на графике - пунктиром), можно по масштабу снять расхождение "К" осевых линий валов на длине $l_T - l_\Phi$ турбинного вала.

Наибольшая величина K_{\max} из всех плоскостей является расчетной для исправления излома в данном фланцевом соединении и указывает плоскость направления излома.



а) гидрогенератор подвесного типа, б) гидрогенератор зонтичного типа
 Рисунок 9.2 - Пример построения графика состояния линии вала для гидроагрегата с гидрогенератором

9.4.3 Проверка уклона валов

Проверка уклона валов производится непосредственно вслед за проверкой общей линии валов после устранения неперпендикулярности зеркального диска подпятника и излома валов во фланцах.

Стандарт детально не рассматривает широко известную в монтажной практике проверку уклона и определения линии вала гидроагрегата по четырем струнам из-за ее значительной трудоемкости. При применении данного метода требуется руководствоваться общими требованиями 5.3.

Для проверки уклона могут использоваться микрометрические брусковые или рамные уровни с базой 200 или 250мм и ценой деления не более 0,02мм.

9.5 Центровка неподвижных частей гидроагрегата

При ремонте без выемки ротора гидроагрегата:

Произвести измерение радиальных зазоров между:

- ротором и статором генератора;
- якорем и магнитной системой возбуждителя;
- ротором и статором регуляторного генератора;
- штангами и втулками маслоприемника;
- корпусами подшипников гидроагрегата и валом;
- выгородкой масляной ванны подпятника и валом;
- подвижными и неподвижными гребенками лабиринтных уплотнений вала турбины;
- между камерой рабочего колеса и его лопастями или между

подвижными и неподвижными кольцами лабиринтных уплотнений рабочего колеса турбины;

– деталями уплотнения вала.

В случае проведения наплавочных работ по рабочему колесу и его камере, при замене лопастей, а также отсутствии данных по предыдущим измерениям повторить измерения при повороте ротора агрегата на 360° с остановками через каждый полюс генератора для проверки формы ротора и статора генератора, а также рабочего колеса и камеры или зазоров по лабиринтным уплотнениям. Устранить дефекты формы.

Выполнить сравнение диаметально противоположных зазоров между неподвижными и вращающимися частями гидроагрегата. В случае несоответствия величины разброса зазоров конструкторской документации, определить величину и направление необходимого смещения неподвижных частей гидроагрегата относительно вращающихся. Величина смещения неподвижных частей равна половине разности максимального и минимального зазоров; направление - в сторону минимального зазора.

При выполнении центровки ротора относительно статора гидрогенератора следует руководствоваться СТО 17330282.27.140.001-2006 (п.9.4.4.).

Перемещением ротора гидроагрегата на подпятнике окончательно отцентровать рабочее колесо ПЛ-гидротурбины по камере рабочего колеса, РО-гидротурбины по нижнему и верхнему лабиринтному уплотнению. Величина зазоров по верхнему и нижнему лабиринтному уплотнению РК заносится в карту измерений.

Базой для центрирования уплотнения вала турбины, ванн и их выгородок сегментных турбинных подшипников, корпусов кольцевых подшипников служит вал турбины.

Регулировки зазоров по сегментам масляного турбинного подшипника осуществляются относительно вала турбины. Генераторный подшипник при этом зафиксирован в маяках.

При опускании корпуса кольцевого турбинного подшипника на посадочное место необходимо контролировать при помощи двух приборов, расположенных под 90° друг к другу, смещение турбинного вала и при необходимости произвести перештифтовку корпуса турбинного подшипника.

При ремонте с выемкой ротора гидроагрегата

Подвесить внутри неподвижных частей агрегата отвес - стальную струну с грузом, опущенным в ведро с вязким маслом, и отцентрировать ее по оси камеры или неподвижного лабиринтного кольца с точностью от 0,2 до 0,5 мм.

Измерить нутромером расстояния внутренних поверхностей (неподвижных частей) от струны в четырех направлениях: -x, +x, -y, +y, совпадающих с осями агрегата.

Произвести совмещение осей неподвижных частей с общей осью гидроагрегата посредством перемещения деталей или корпусов. После закрепления (фиксации) сдвинутых деталей производится повторная

проверка их соосности.

9.6 Особенности выполнения центровки гидроагрегатов с безвальным исполнением гидрогенератора

Биение шейки турбинного вала и шейки вала надставки гидрогенератора может быть вызвано изломом во фланцевых соединениях с втулкой ротора, неперпендикулярностью плоскости диска зеркала подпятника к оси вращения, несоосностью вала турбины и надставки относительно оси вращения.

При сборке гидроагрегата центровка заключается в достижении параллельности фланцев втулки ротора гидрогенератора и вала гидротурбины. Затем вал надставки гидрогенератора присоединяется к втулке ротора, и проверяется линия вала гидроагрегата поворотом на 360°.

При этом должно быть обеспечено совпадение оси генераторного и турбинного подшипников. Внесение искусственного излома для обеспечения допустимого биения вала при прокрутке во фланцевых соединениях вала надставки гидрогенератора, турбинного вала и втулки ротора не допускается.

В дополнении к контролю радиальных биений вала у направляющих подшипников и зеркального диска подпятника гидрогенератора с безвальной конструкцией ротора также необходимо по возможности производить измерение биения линии в следующих горизонтальных плоскостях: по обработанному кольцу вала надставки гидрогенератора; по шейке уплотнения масляной ванны подпятника; по контрольному пояску в верхней части турбинного вала.

9.7 Устранение дефектов центровки

Исправление линии вала при ремонте гидроагрегата должно выполняться с учетом следующих требований:

- исправление линии вала должно выполняться шабрением на клин торцевой поверхности фланцев валов и тыльной стороны диска подпятника;
- при исправлении линии вала гидроагрегата должна быть обеспечена равномерность величины зазоров между неподвижными и вращающимися частями гидротурбины и гидрогенератора;
- исправление неперпендикулярности линии вала диску подпятника гидроагрегата шабровкой на клин опорных поверхностей запорного кольца ступицы подпятника не допускается;
- паз кольцевой шпонки, поверхность ступицы в зоне контакта и рабочие поверхности шпонки не должны иметь повреждений;
- разнотолщинность шпонки допускается в пределах, установленных конструкторской документацией;
- устранение повышенного биения вала у турбинного подшипника за счет перемещения фланца надставки из центра вращения или ее наклона не допускается;

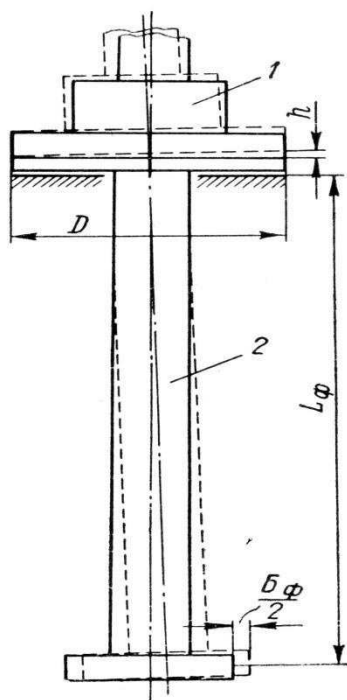
- подшипник гидротурбины должен быть прицентрован относительно вала турбины (шейки), установленного вертикально. Принудительное смещение вала, путем создания дополнительного уклона, для установки подшипника в посадочное место не допускается;
- допускается параллельное перемещение вала гидроагрегата на подпятнике в пределах допустимых отклонений зазора в лабиринтных уплотнениях РО рабочих колес или зазора камера–лопасть для ПЛ гидротурбин. При этом необходимо контролировать равномерность воздушного зазора ротор-статор гидрогенератора, между валами и корпусами (выгородками) подшипников и уплотнений.

9.7.1 Устранение неперпендикулярности диска подпятника

Дефект устраняется посредством шабрения (шлифования) опорной поверхности втулки подпятника или тыльной стороны диска.

Для гидрогенератора с гидравлической опорой подпятника максимальная толщина сшабриваемого клинового слоя h должна находиться со стороны положительного биения диска и рассчитывается по формуле (9.1):

Независимо от способа устранения биения вала после окончательной выверки необходимо проверить макронеровности (волнообразность) на зеркальной поверхности диска. Проверка производится приборами при прокрутке ротора на подпятнике на наружной, средней и внутренней окружности диска подпятника. Приборы устанавливаются между сегментами подпятника. При использовании индикатора, чтобы не повредить рабочую поверхность диска подпятника, на измерительный стержень индикатора надеть бронзовый или фторопластовый наконечник.



1- втулка подпятника; 2- генераторный вал (пунктиром показано первоначальное положение вала до сшабривания клина)

Рисунок 9.3 - Схема для расчета клина, снимаемого с тыльной стороны диска подпятника или с опорной плоскости втулки.

При наличии на тыльной стороне зеркального диска или опорной поверхности втулки подпятника изоляционной прокладки, по согласованию с заводом-изготовителем, сшабривание клинового слоя может быть выполнено по свободной поверхности изоляционной прокладки.

9.7.2 Устранение излома линии валов во фланцах

Дефект устранить посредством шабрения торца одного из фланцев (как

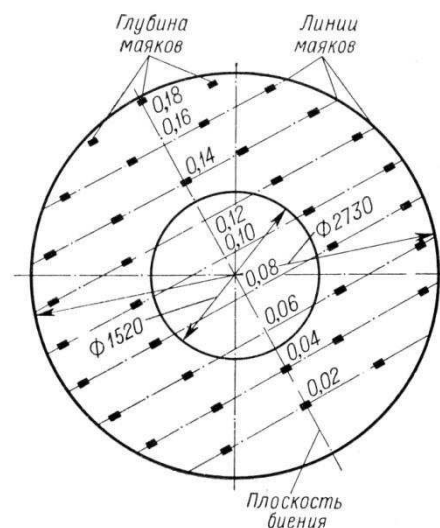


Рисунок 9.4 - Пример разметки мест нанесения маяков для шлифовки клина тыльной стороны диска подпятника.

правило, нижнего); при этом максимальная высота сшабриваемого клиновидного слоя h_1 , рассчитывается и должна располагаться со стороны отрицательного отклонения шейки турбинного вала:

Установка между фланцами валов клиновидной ступенчатой прокладки для устранения излома запрещается.

Устранение влияния излома во фланцевом соединении валов внесением искусственной неперпендикулярности зеркального диска подпятника не допускается.

9.7.3 Устранение уклона валов

Дефект устранить посредством регулировки высоты отдельных сегментов подпятника.

На проекции сегментов, перпендикулярной вектору уклона, строится треугольник высот подъема сегментов (h_1, h_2, h_3, \dots и т.д.) с максимальной высотой $h_{\text{макс}} = \varepsilon \cdot D_{\text{окр.Б}}$, расположенной прямо противоположно вектору уклона (рисунок 9.5)

Операция заканчивается регулировкой равномерности нагрузки на сегменты подпятника.

При значительной величине уклона линии вала гидроагрегата (более 0,3...0,5мм на метр длины валопровода) для его исправления может потребоваться перемещение корпуса статора гидрогенератора. Решение о необходимости и возможности выполнения этих работ принимается техническим руководителем ГЭС и согласовывается с заводом-изготовителем гидрогенератора.

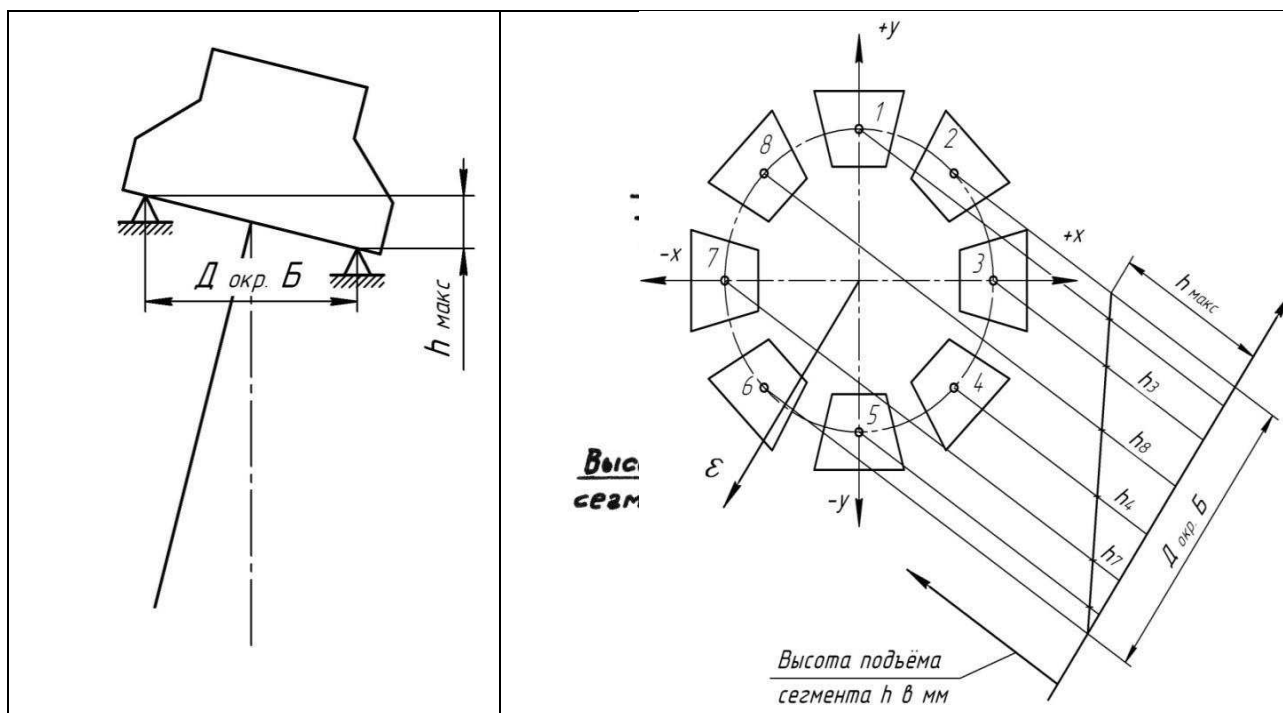


Рисунок 9.5 - Схема регулировки высоты элементов подпятника для устранения уклона линии валов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Хорской ГЭС, с плотиной высотой 51,2 м на реке Хор, являющейся сооружением второго класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 1% и поверочного 0,1% обеспеченности случаев: $Q_{1\%} = 771,4$ м³/с, $Q_{0,1\%} = 956,4$ м³/с.

В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Хорской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составила 111,2 МВт. Определен уровень мёртвого объема, отметка которого равна 173,33 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет 2,25 м³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,75 млрд. кВт·ч.

На втором 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 – 39,8 м;

расчётный – 28,7 м;

минимальный – 24,2 м.

Была выбрана турбина типа ПЛ 40б– В – 375. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с тремя гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 3,75 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 566/125-32 с номинальной активной мощностью 27,8 МВт.

Далее был выбран класс напряжения и тип РУ ОРУ 220 кВ, а также структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства - "четырёхугольник". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ - 63000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-630/10,5 УХЛ-1.

Распределительное устройство принято типа ОРУ.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-20 производства компании «Высоковольтный союз», в качестве выключателей на ОРУ были выбраны элегазовые баковые выключатели ВЭБ-220 производства ОАО ВО «Электроаппарат».

Затем был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Хорской ГЭС спроектирована по приплотинной схеме.

В состав сооружений входят:

– водосбросная бетонная плотина с отлетом струи;

- глухая бетонная плотина;
- стационарная часть;
- правобережная бетонная и левобережные насыпная плотины.

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы - 34,5 м;
- отметка подошвы водосливной плотины - 139,00 м;
- отметка гребня водослива - 178,00 м;
- число водосливных отверстий - 2;
- ширина водосливных отверстий в свету - 16 м;
- отметка гребня плотины – 189,2 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчётов коэффициент надежности сооружения составляет 1,24 (нормативное значение для сооружений второго класса - 1,2). При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Хорской ГЭС отвечает требованиям надежности.

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:

- удельная себестоимость производства электроэнергии - 9 коп./кВтч;
- удельные капиталовложения - 24910,7 руб./кВт;
- срок окупаемости 5,3 года.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Хорской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
- 2 СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
- 3 Системный оператор единой энергетической системы [Электронный ресурс]: специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России. - Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
- 4 Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
- 5 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций:Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. 4-е изд., перераб. доп.- М.:Энергоатомиздат, 1989. 608с.
- 6 ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва :Стандартинформ, 2008. – 8 с.
- 7 Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва :Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
- 8 СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
- 9 СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
- 10 СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
- 11 СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
- 12 ОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 12 с.

- 13 Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 110кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
- 14 Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
- 15 Каталог «Высоковольтные вакуумные выключатели» [Электронный ресурс] // ООО «Электроаппарат». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru>
- 16 Каталог «Генераторные вакуумные выключатели» [Электронный ресурс] // «Высоковольтный союз». – Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com>
- 17 Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «Электрощит - Самара». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>
- 18 Каталог «Опорные трансформаторы тока ТОЛ-10» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». – Режим доступа: <http://www.cztt.ru>
- 19 Каталог «ТМ-1250 Трансформатор силовой масляный трехфазный мощностью 1250 кВА» [Электронный ресурс] // «ОАО Торгово-промышленная компания «Чебоксары-Электра»». – Режим доступа: <http://www.chebelektra.ru/transformator/tm1250>
- 20 22.СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
- 21 Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с
- 22 Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
- 23 СНиП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. -М.: Госстрой, 1989.26. СНИП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М. : ФГУП ЦПП, 2004.
28. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва :
- ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
29. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
30. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
31. РД 34.35.512 Инструкция по эксплуатации оперативных блокировок

- безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения—
Введ.
05.10.1979 – Москва – 53 с.
32. Распоряжение №276р от 05.05.2010 «Порядок организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения» / ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 г.
33. Костромин А.И., Блокировка разъединителей с выключателями для предупреждения ошибочных операций / ОРГРЭС. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1959. – 71с. – б.ц.
34. Костромин А.И., Блокировка разъединителей с выключателями для предупреждения ошибочных операций. – М.- Л.: Госэнергоиздат, 1951. – 40 с.
с чертежами.
35. СТО 59012820.29.020.005-2011 Правила переключений в электроустановках. – Введ. 25.10.2011 – Москва : ОАО «Системный оператор единой энергетической системы», 2011 – 110 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 - Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Хор (приток Усури) в створе Хорской ГЭС с 1940 по 1989 гг..

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} год
1940	31,3	28,4	78	94	271	290	277	311	207	110	55	40,5	149
1941	25	23,8	83	117	183	181	210	300	190	98	76	31,3	126
1942	30	27,5	76	56	292	346	229	278	206	100	55	37,5	144
1943	20	76	76	128	341	307	251	236	341	53	34	25	133
1944	25	23,5	68	148	164	611	354	314	173	80	52	32,5	163
1945	23	22,5	71	88	288	502	351	284	203	90	45	31,3	166
1946	26,3	25	73	199	470	327	448	347	255	135	55	33,8	199
1947	21	20,8	68	103	364	299	378	263	152	75	39	27,5	151
1948	28,3	25,8	70	136	253	357	236	289	199	95	55	36,3	148
1949	30	27,3	72	178	343	457	323	286	226	120	85	39,3	182
1950	24,3	23,5	74	73	225	472	306	328	174	88	46	32,3	155
1951	21,3	21,3	70	128	265	376	249	282	144	63	39	27,3	140
1952	21,8	21	69	105	279	379	331	255	167	75	43	29,8	148
1953	18,3	19	67	122	264	159	159	245	238	53	32	25	116
1954	46	37,3	92	149	204	494	328	367	316	195	102	62	199
1955	25	22,5	73	136	298	460	477	345	194	93	51	32,5	184
1956	20	19,8	68	136	247	368	320	272	145	73	35	25	144
1957	21,5	21	68	128	288	394	308	261	154	67	39	27,5	148
1958	22	21	71	56	398	341	237	279	167	63	41	27,5	143
1959	17,8	17,5	66	105	277	185	196	208	109	49	30	23,3	107
1960	22,8	22	73	91	341	508	430	327	266	65	42	28,5	185
1961	20	19,5	68	80	270	237	195	224	134	55	36	26	114
1962	22,5	20	70	75	311	241	168	236	169	75	44	30,5	122
1963	26,3	16,5	53	119	427	437	321	272	296	101	50	34	179
1964	22	20,5	68	128	288	395	309	262	153	7	38	28,8	143
1965	32,5	34,8	82	94	166	462	279	342	184	102	47	34,5	155
1966	32,5	30	59	110	273	484	586	411	332	106	64	42,5	211
1967	24,5	23	74	120	303	367	307	277	171	76	44	37,5	153
1968	25	26,3	91	104	186	464	445	377	221	90	52	31	176
1969	51,3	42,5	95	180	283	432	365	348	235	97	66	62,5	188
1970	22,5	21,3	72	116	341	241	179	242	133	57	50	37,8	126
1971	21,3	16,5	68	68	182	346	217	234	135	62	59	32,8	120
1972	18,3	21,3	71	88	208	338	267	263	129	52	41	28,8	127
1973	36,8	35,3	78	113	311	193	199	241	204	107	67	69,3	138
1974	18,5	19,3	72	110	216	694	413	294	182	75	42	29,8	180
1975	28	27,5	78	139	225	159	250	362	214	109	51	34,8	140
1976	18,5	19,3	72	133	638	370	221	203	170	55	40	29,8	164
1977	27,5	24	70	118	745	599	419	284	235	129	69	47,5	230
1978	27,5	23	60	143	342	438	213	301	193	111	55	32,5	161
1979	23	21,3	69	124	325	456	350	267	163	67	41	24,3	161
1980	27,5	20	66	143	317	401	232	256	159	75	40	30	147
1981	25	23	72	166	249	597	360	296	183	75	46	32,8	177
1982	18,8	18,8	68	100	250	133	168	208	167	50	30	23,8	103
1983	17,8	18,8	69	79	160	519	285	258	146	92	47	22,5	143
1984	28,5	32,3	88	94	320	254	221	263	153	134	44	35	139
1985	34	33,3	90	150	259	351	266	315	161	113	64	41,5	161
1986	29,3	31,3	79	105	211	271	208	267	174	68	40	24,3	126
1987	29,5	27	72	96	276	410	277	248	173	95	76	35,3	147
1988	27	25,8	77	87	328	311	250	240	160	70	46	29,3	138
1989	26,8	22,8	69	125	333	252	206	222	152	68	35	31,3	128

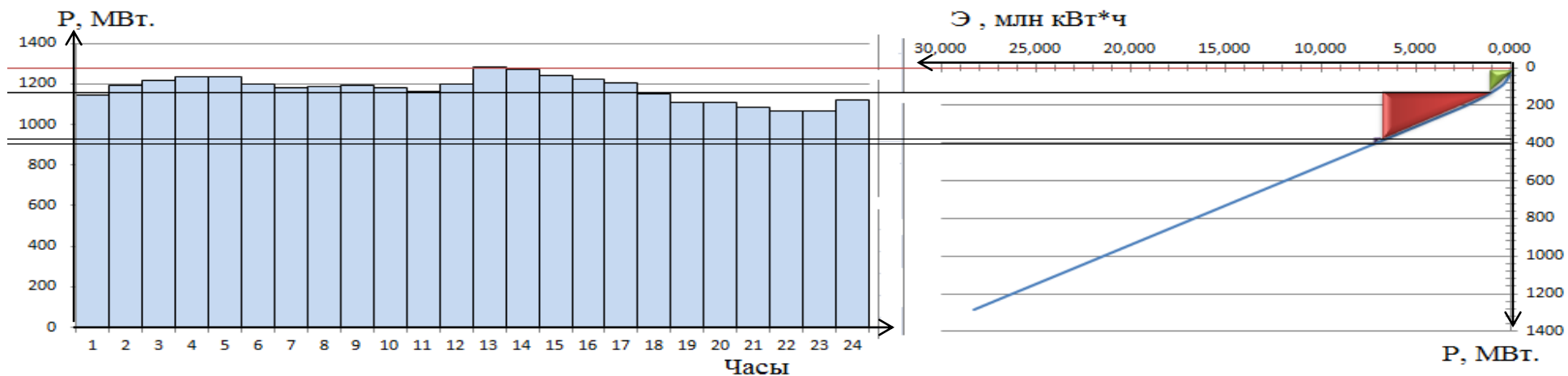


Рисунок А.1- Область работы существующих и проектируемой ГЭС на суточном графике потребления зимы

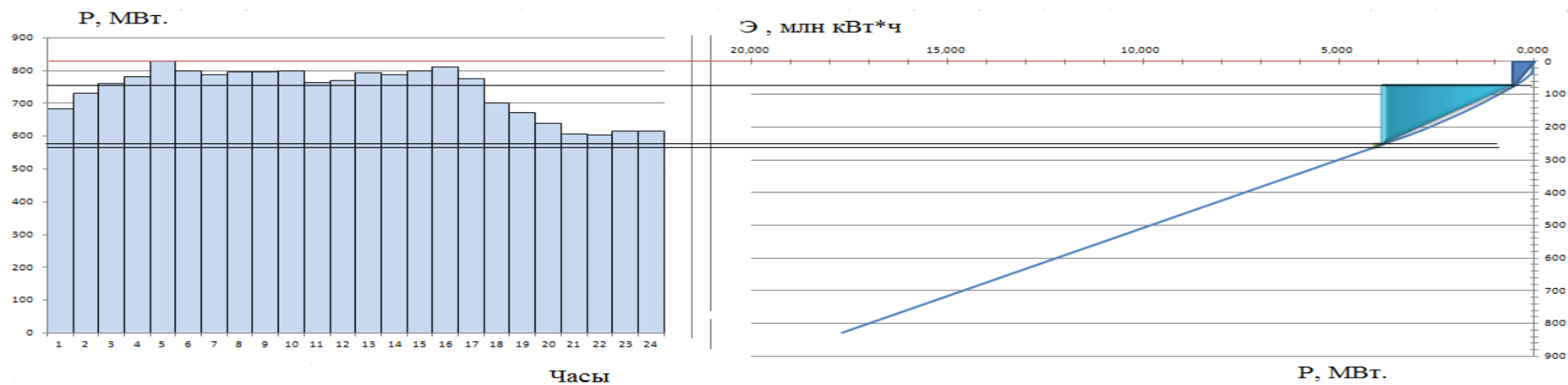


Рисунок А.2- Область работы существующих и проектируемой ГЭС на суточном графике потребления лета

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

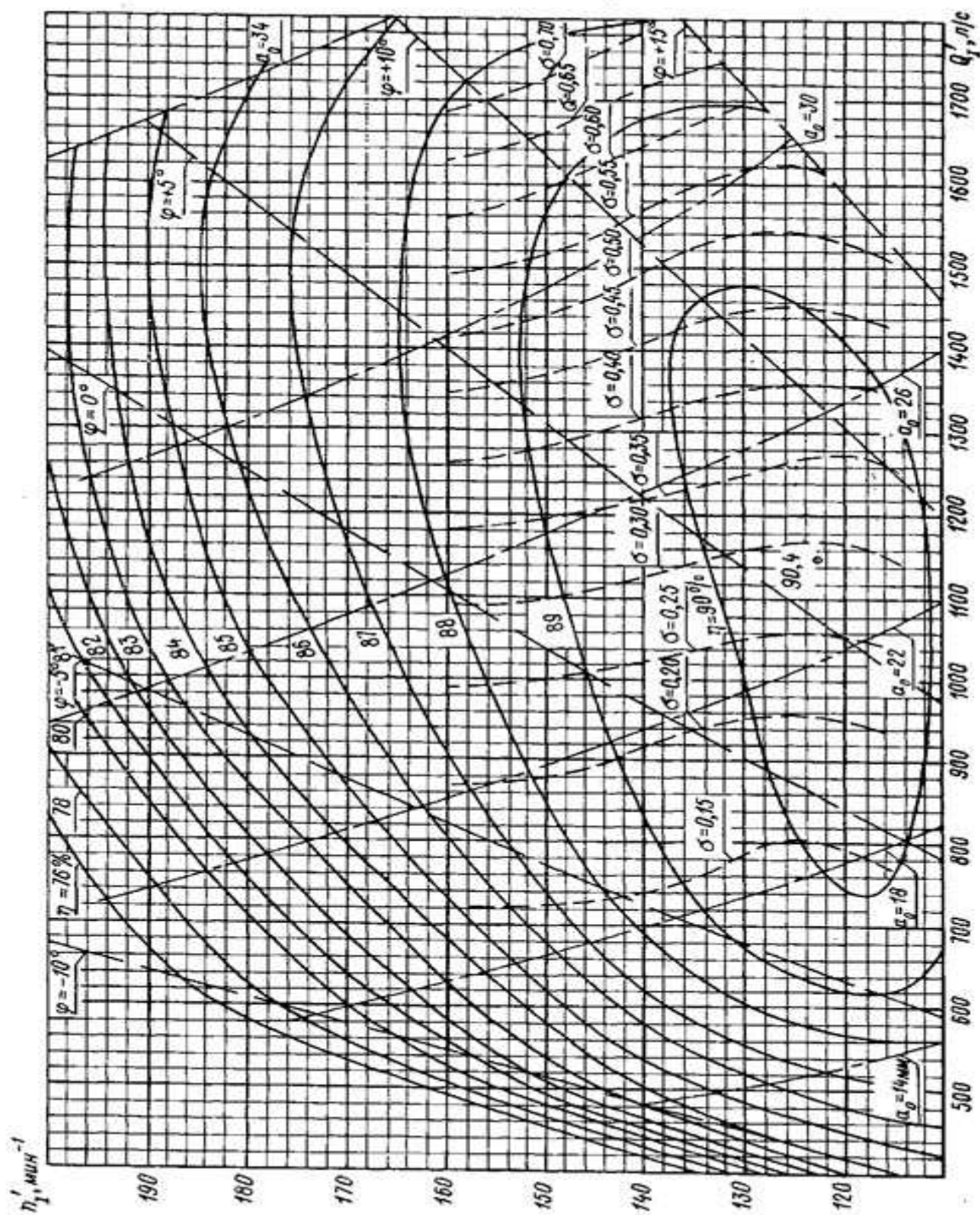


Рисунок Б.1- Главная универсальная характеристика ПЛ406-В-375

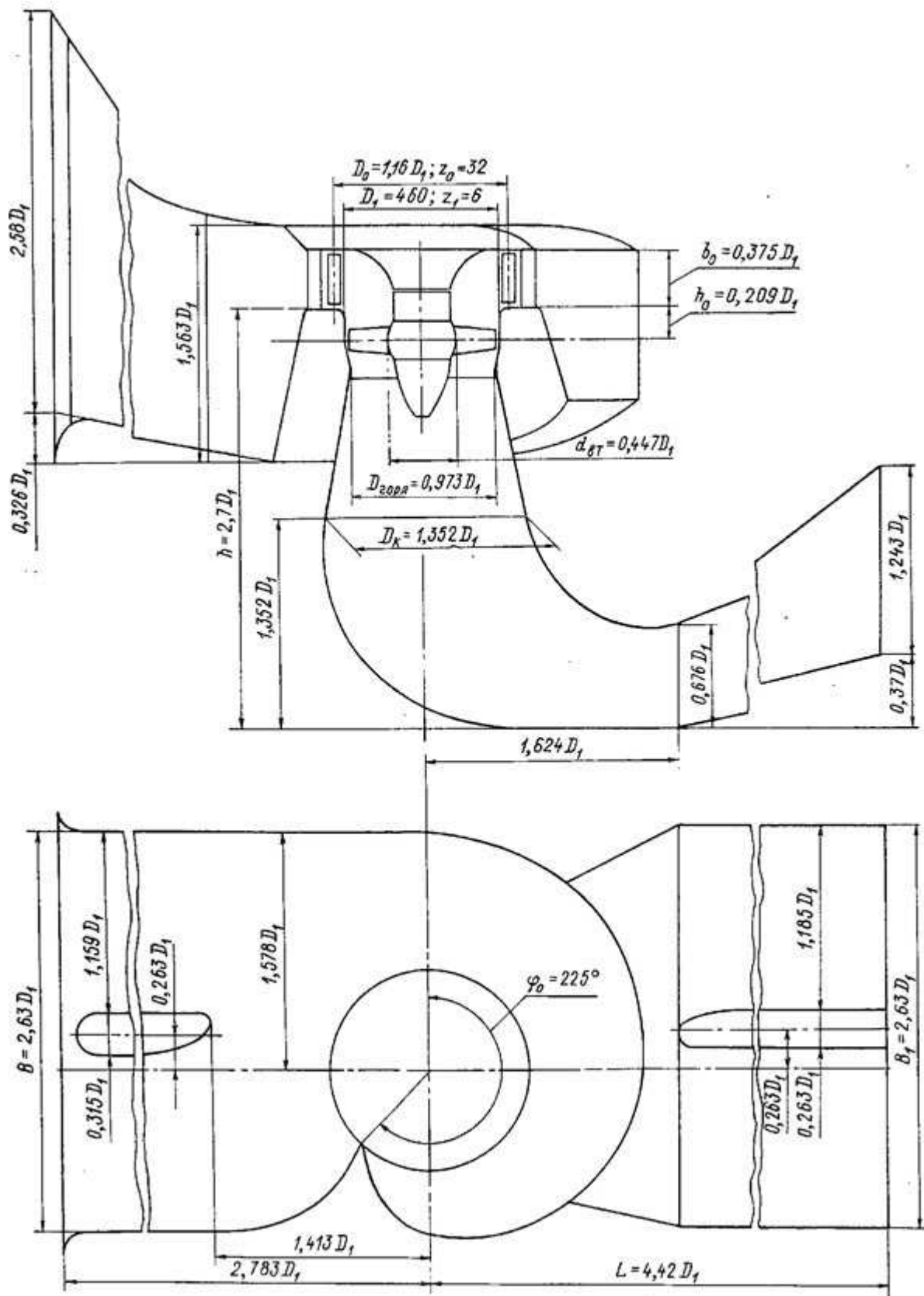
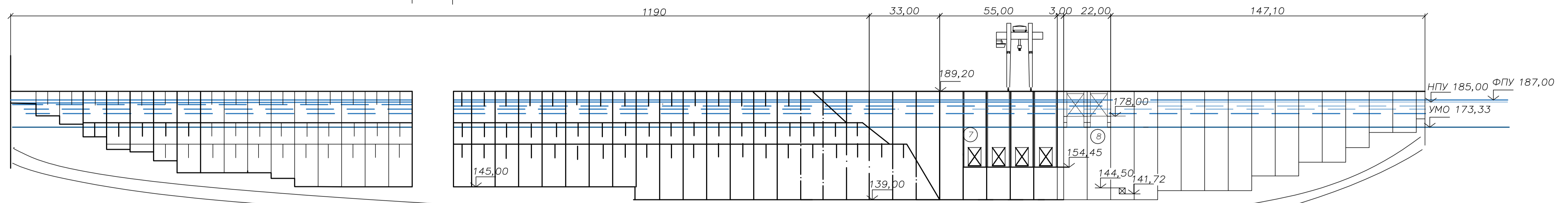
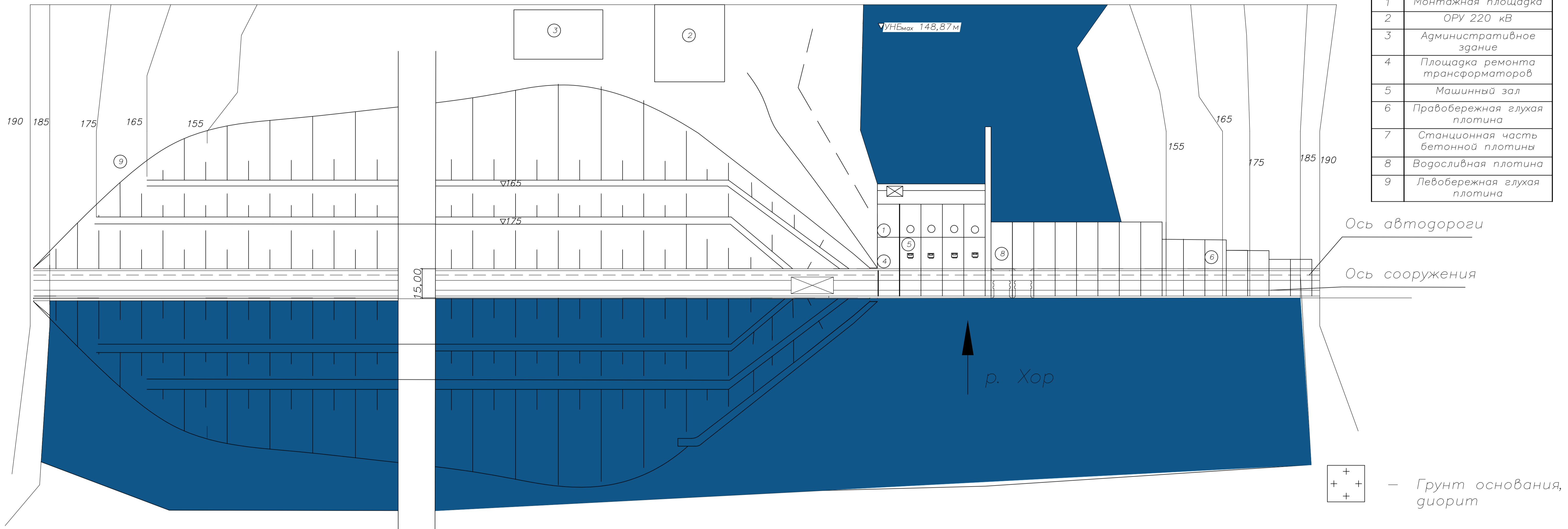


Рисунок Б.2- Проточная часть

Генеральный план
Масштаб 1:1000

Экспликация
объектов

№	Наименование
1	Монтажная площадка
2	ОРУ 220 кВ
3	Административное здание
4	Площадка ремонта трансформаторов
5	Машинный зал
6	Правобережная глухая плотина
7	Станционная часть бетонной плотины
8	Водосливная плотина
9	Левобережная глухая плотина



Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02.-1405664-ГП	Генеральный план. Ведомость состава проекта
2	ВКР-13.03.02.-1405664-ГР1	Поперечный разрез станционной части. Основные характеристики гидроагрегата
3	ВКР-13.03.02.-1405664-ГР2	Поперечный разрез по водосливной плотине
4	ВКР-13.03.02.-1405664-ГР3	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий.
5	ВКР-13.03.02.-1405664-ГР4	Эпюры крайних напряжений
6	ВКР-13.03.02.-1405664-ГР5	Расчет защит генератора
7	ВКР-13.03.02.-1405664-ЭС	Главная электрическая схема
8	ВКР-13.03.02.-1405664-ПЗ	Пояснительная записка

Размеры и отметки даны в м.

ВКР-13.03.02-1405664-ГП		Саяно-Шушенский филиал СФУ	
Изм.	Код	Лист №	Всего листов
Разр.	Э.И.И.	1	1
Провер.	З.А.В.	Проектирование Хорской ГЭС на реке Хор	
Т.контр.		1	
Н.контр.		План основных сооружений.	
		Кафедра ГЭС ГЭ14-03Б 2018 г.	

Ось пазов аварийно-ремонтный затвора

Козловой кран
г/п 50т

Поперечный разрез стационарной части
1:400

Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	ПЛ 406 – В – 375
Тип генератора	СВ – 566/145 – 32
Количество агрегатов	4
Напор:	
максимальный	39,8 м
расчетный	28,7 м
минимальный	24,2 м
Высота отсасывания	- 1,52м
Частота вращения	187,5 об/мин

Ось пазов аварийного затвора
Ось сороудерживающей решетки

ФПУ 187
НПУ 185

Ось аэрационной
трубы

ВЛ

Ось агрегатов
КМ г/п 160/32

Козловой кран г/п 50

Ось пазов затвора

УНБ Qp=0.1% 148,87

УНБ_{min} 143,41

∇ПК 138,98

УМО 173,33

164,1

163,5

154,45

144,5

148,1

139

140

140,1

137,34

134,3

Деформационный шов

131,8

132,1

130,9

129,5

126,5

Мокрая потеря

ВКР-13.03.02-1405664 ГР1

Саяно-Шушенский филиал

СФУ

Изм. Кол.ч. Лист № докл. Дата

Разраб. Эйдемиллер

Проектирование Хорской
ГЭС на реке Хор

Стадия Лист Листов

Провер.

2

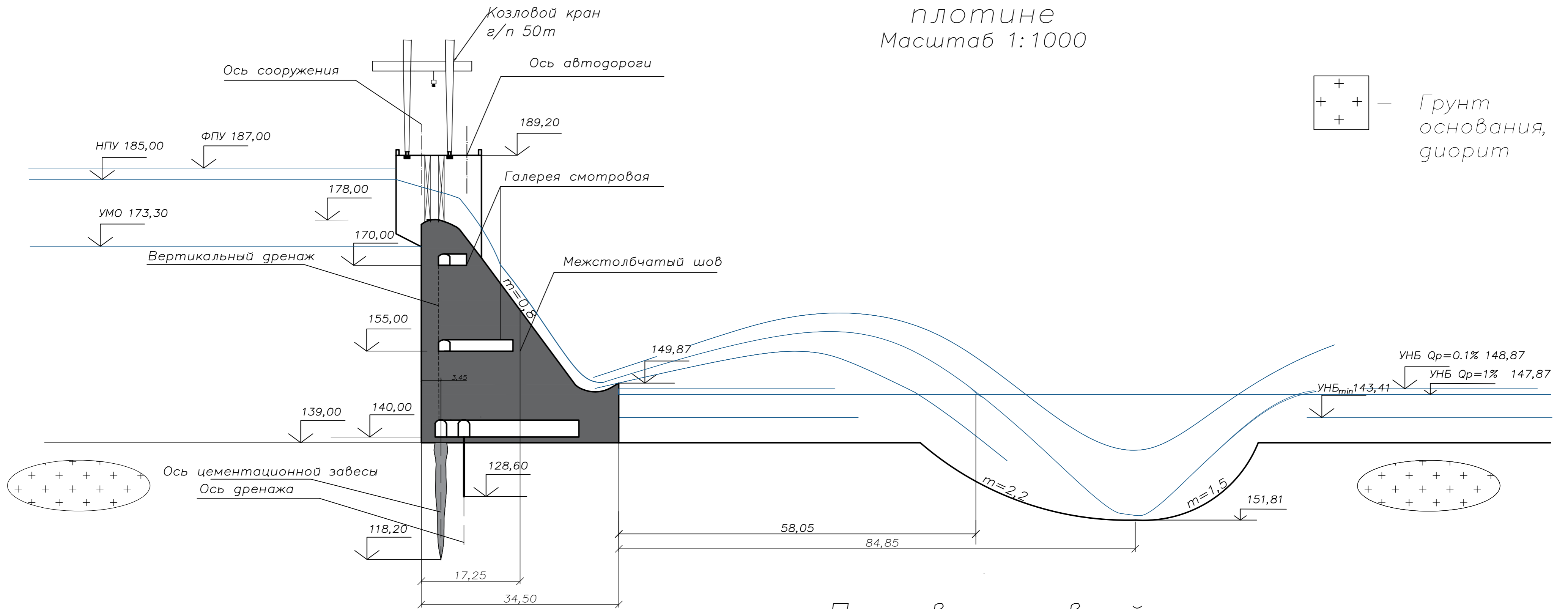
Т. контр.

Н. контр.

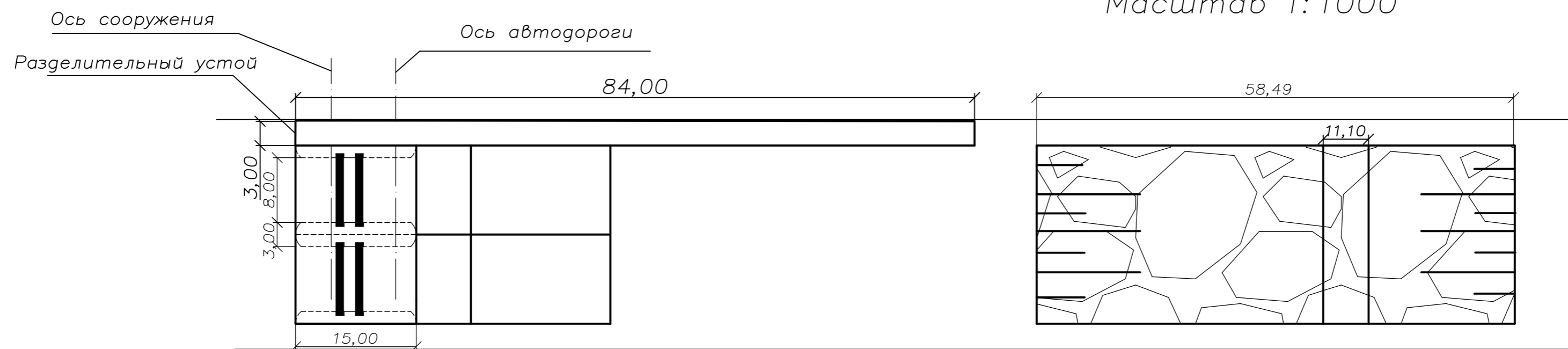
Поперечный разрез
стационарной части

Кафедра ГГЭС
2018 г.

Поперечный разрез по водосливной плотине
Масштаб 1:1000



План водосливной плотины
Масштаб 1:1000



Размеры и отметки на чертеже даны в м.

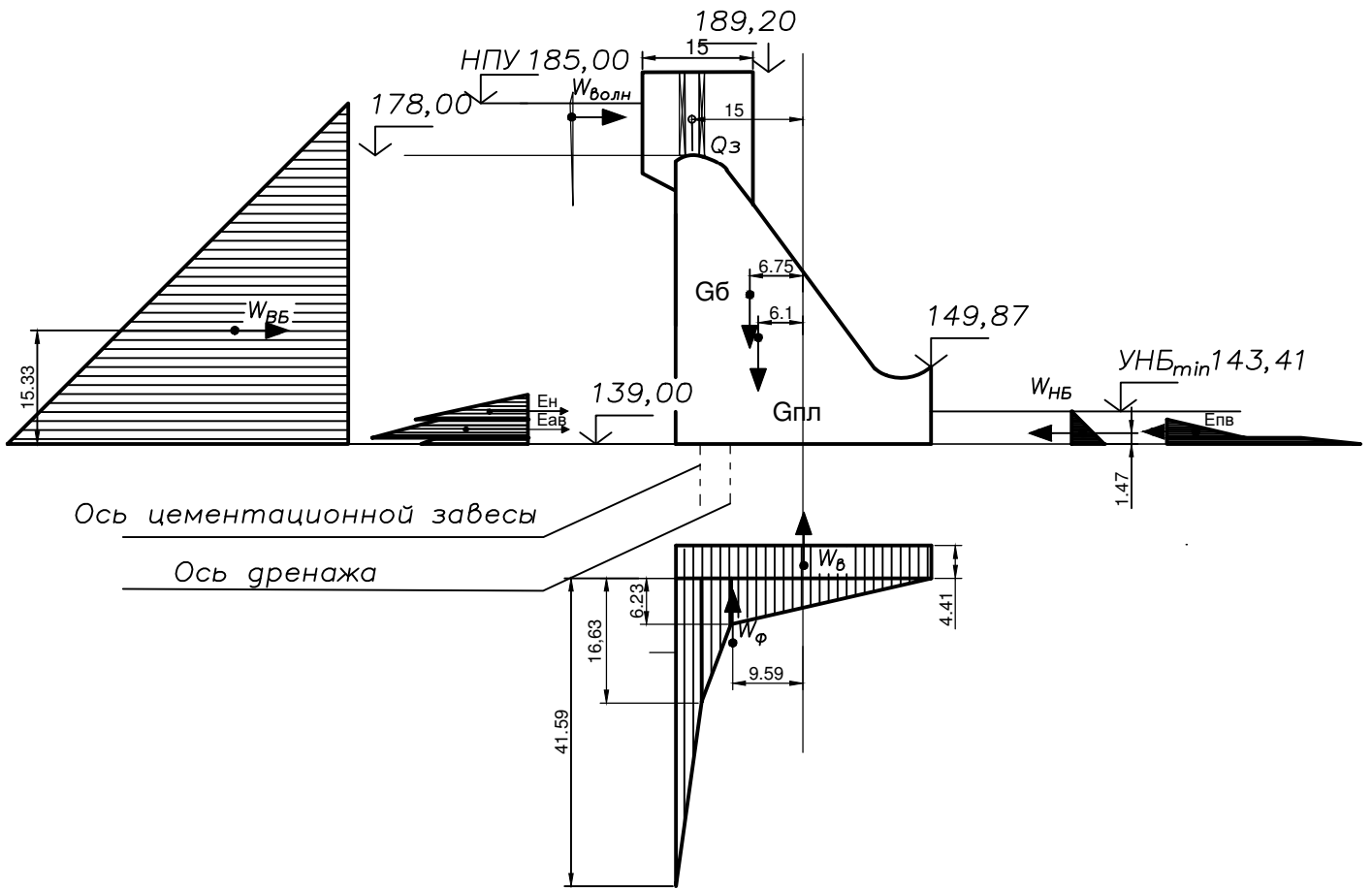
ВКР-13.03.02-1405664-ГР2				Саяно-Шушенский филиал СФУ				
Изм.	Код. у.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Э.демиттер					Проектирование Хорской ГЭС на реке Хор	3	
Провер.	Затеев					Поперечный разрез водосливной плотины		
Т. контр.								
Н. контр.								
							Кафедра ГГЭС ГЭ14-03Б 2018 г.	

Формат А2

Согласовано

Изм. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

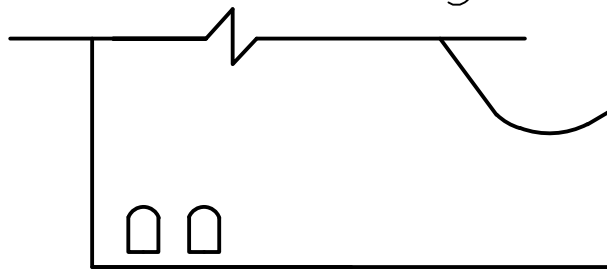
Основное сочетание нагрузок и воздействий



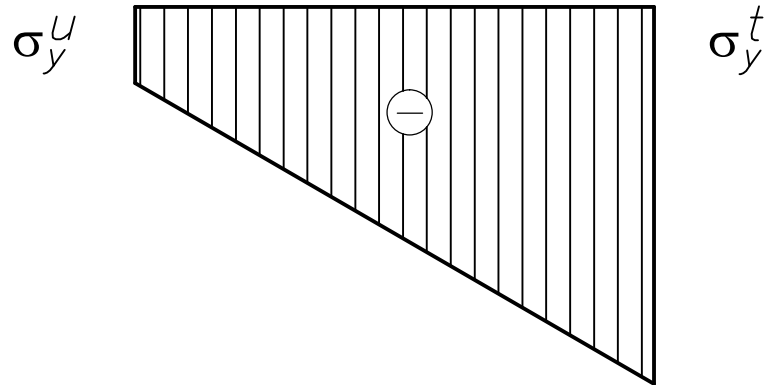
Нагрузка	Обозначение	Расчетное значение, кН/м
Вес водосливной впадины	$G_{пл}$	13873
Вес быка	$G_б$	6170
Гидростатическое давление воды со стороны ВБ	$W_{ВБ}$	10378
Гидростатическое давление воды со стороны НБ	$W_{НБ}$	95
Фильтрационное давление воды	$W_ф$	6494
Взвешивающее давление воды	$W_в$	2256
Волновое давление	$W_{волн}$	29
Вес затворов	$Q_з$	33
Пассивное давление грунта	$E_{пн}$	75
Активное давление грунта	$E_{аб}$	451
Давление наносов	$E_н$	36

ВКР-13.03.02-1405664-ГРЗ			
Саяно-Шушенский филиал			
СФУ			
Изм.	Кол.	Лист	№ док. / Дата
Разраб.	Э.Семилко	Проектирование	Хорской ГЭС на реке Хор
Провер.	Г.Ряжкова	Стадия	Лист 4
Т. контр.			
Н. контр.			
Основной состав нагрузок и воздействий			Кафедра ГГЭС ГЭ14-03Б 2017 г.

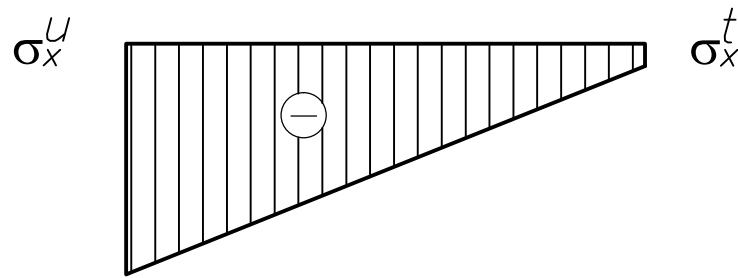
Эпюры краевых напряжений в горизонтальном сечении по подошве



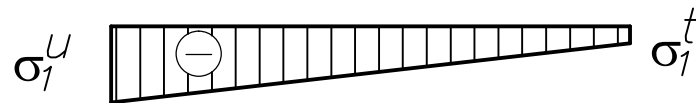
Нормальные напряжения, действующее по горизонтальной площадке



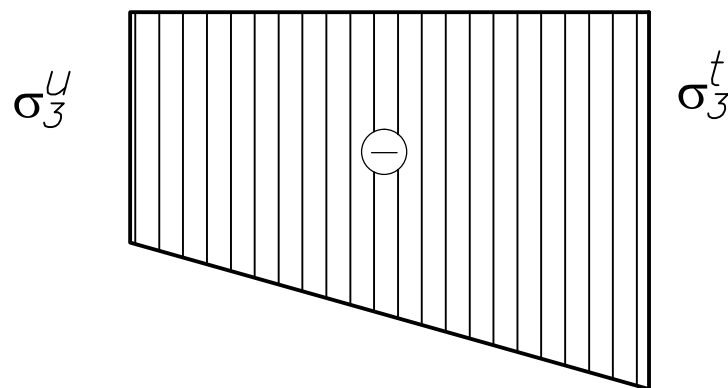
Нормальные напряжения, действующее по вертикальной площадке



Главные минимальные сжимающие напряжения



Главные максимальные сжимающие напряжения



Напряжения	Значение, кПа	
	σ^u	σ^t
σ_y	-152	-752
σ_x	-460	-44
τ_{xy}	0	0
σ_1	-152	-44
σ_3	-460	-752

					ВКР-13.03.02-1405664-ГР4			
					Саяно-Шушенский филиал			
					СФУ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Дата				
Разраб.	Эйдемиллер				Проектирование Хорская ГЭС на реке Хор	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Пермякова						5	
Т. контр.								
Н. контр.					Эпюры напряжений в горизонтальном сечении по подошве	Кафедра ГГЭС ГЭ14-03Б 2017 г.		

Согласовано

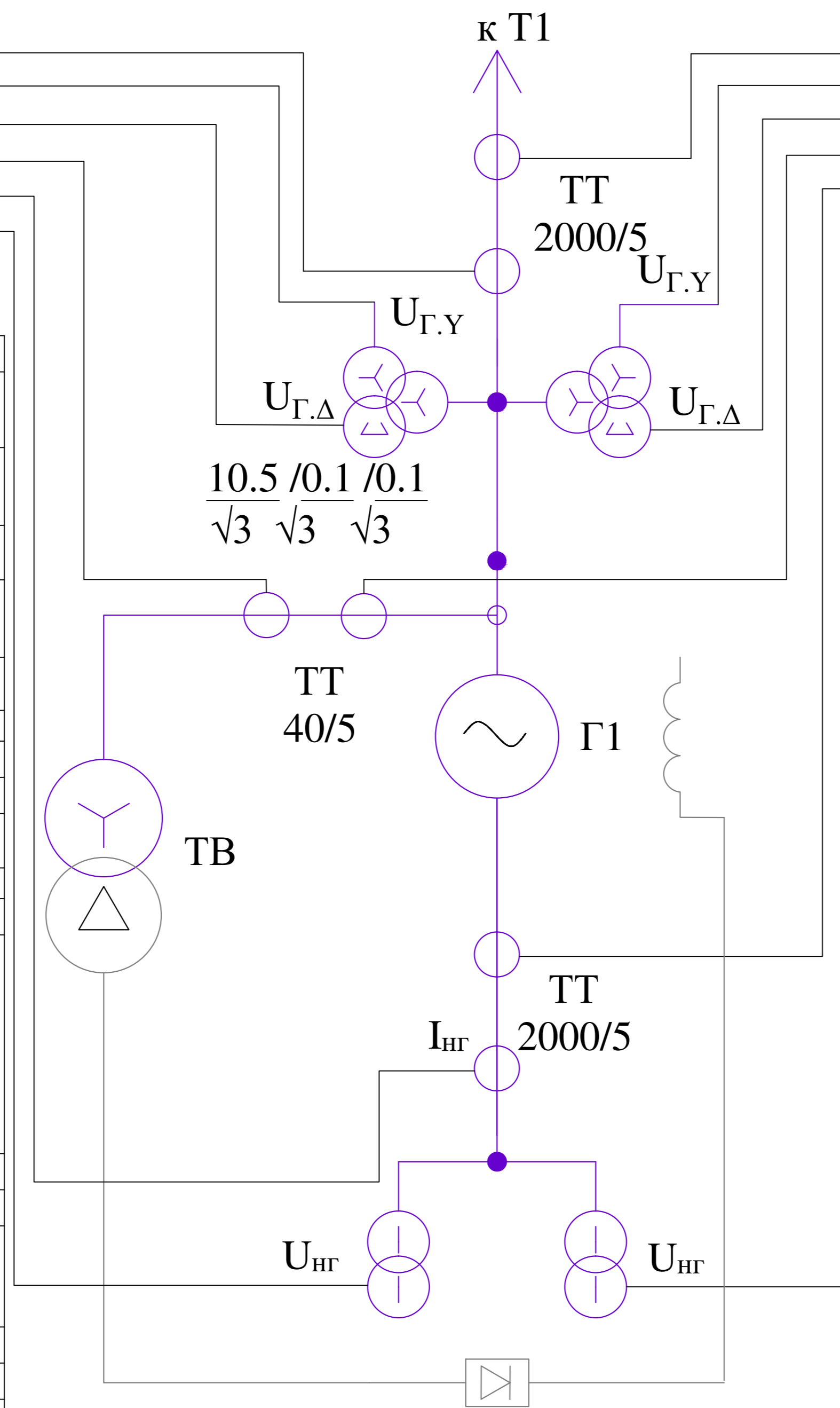
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ШЭ1113 (Система А)		
ΔG	I _Г	Υ
Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН	U _{Г.Υ}	Υ
КИН, U _n (U ₀)	U _{Г.Δ}	Δ
I>TB	I _{ТВ ВН}	Υ
ΔG, I2, I2>, I1, Z1<, Z2<	I _{НГ}	Υ
U _n (U ₀)	U _{Г.N}	-

ШЭ1113 (Система Б)		
Υ	I _Г	ΔG
Υ	U _{Г.Υ}	Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН
Δ	U _{Г.Δ}	КИН, U _n (U ₀)
Υ	I _{ТВ ВН}	I>TB
Υ	I _{НГ}	ΔG, I2, I2>, I1, Z1<, Z2<
-	U _{Г.N}	U _n (U ₀)



Защиты		Уставки		
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы
диф. защита продольная	ΔG	ток срабатывания, I _{СР.О}	0.15 · I _Н	0.62 А
		коэффициент торможения, K _Т	0,3	-
		уставка начального торможения, I _{НТ}	0.75 · I _Н	3,1 А
		тормозной ток, В	1.5 · I _Н	6.2 А
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	5 В
		t ₂	U _{02G}	10 В
		t ₃	U _{0G}	15 В
	U ₀₃	коэффициент торможения, K _Т	1,2	-
ЗПН	U>	2 ступень	U _{СР2}	140 В
		1 ступень	U _{СР1}	120 В
защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО	I _{2СИГН}	0.29 А
		ПО	I _{2ПУСК}	0.62 А
		ОТС I	I _{2С.З.}	1,09 А
		СО	I _{СИГН}	4,42 А
защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	ПО	I _{1ПУСК}	4,55 А
		ОТС	I _{1ОТС}	5,04 А
		СО	I _{СИГН}	4,42 А
ДЗ	Z<	1 ступень	Z _I	0.19 Ом
		2 ступень	Z _{II}	0.85 Ом
защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p СИГН.}	3,74 А
		ПО	I _{p ПУСК.}	3,92 А
		Отсечка	I _{p ПУСК.}	7,66 А

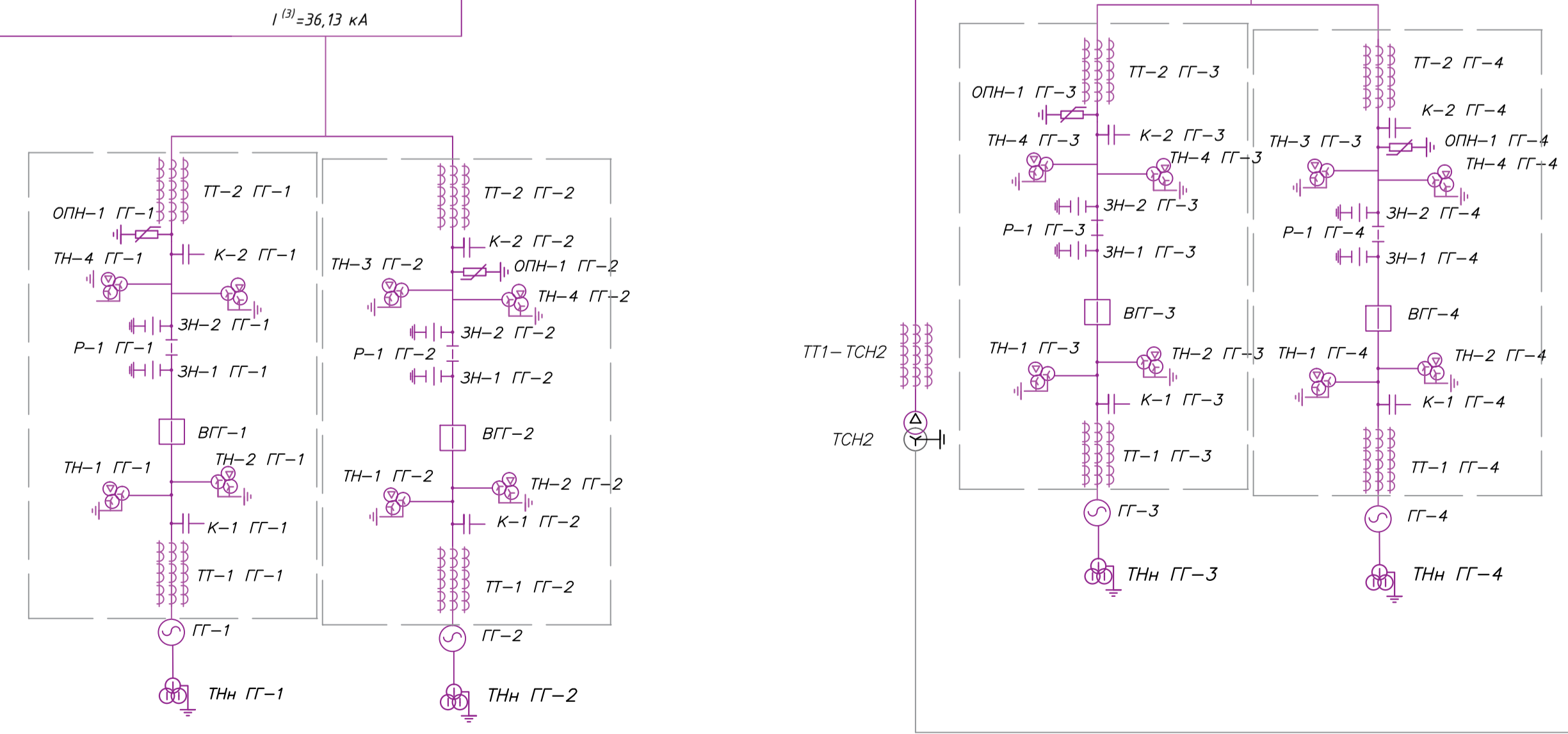
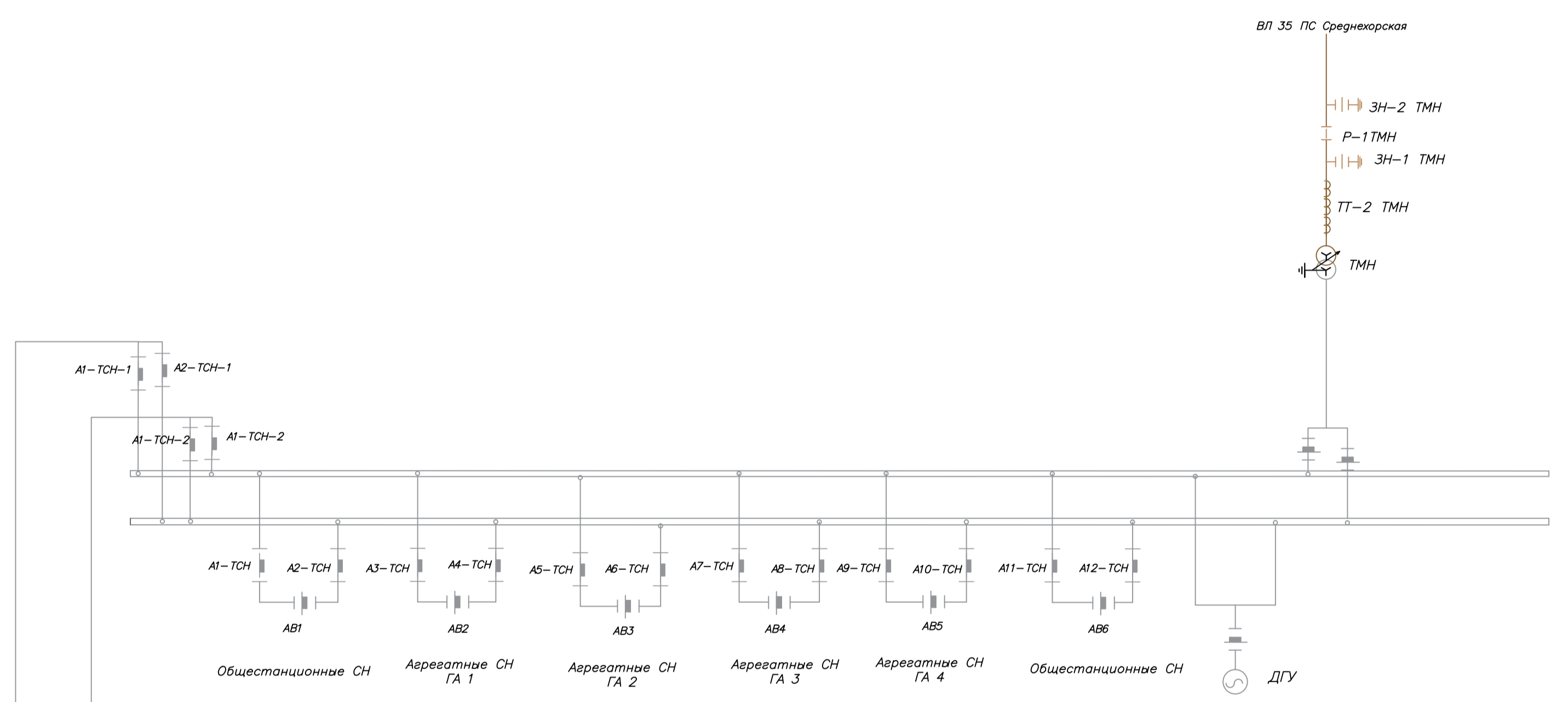
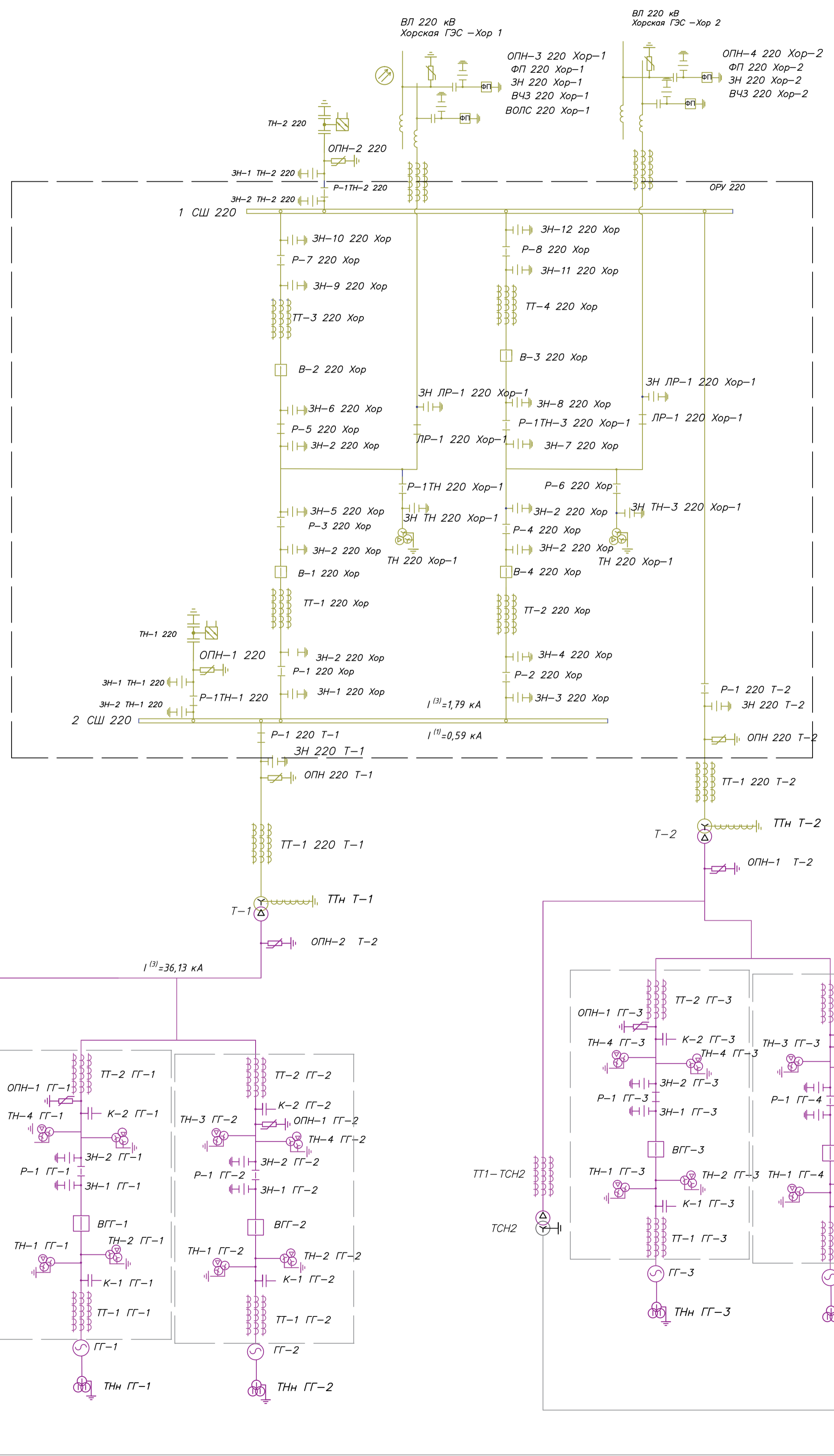
Защиты	Наименование	Обозначение	Действие						
			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Диф. защита продольная	ΔG		+	+	+	+			
ЗЗГ	U ₀	t ₁							+
		t ₂							+
		t ₃	+	+	+				
ЗПН	U>	1 ступень t ₁	+	+					
		2 ступень t ₂	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО							+
		ИО	+	+					
		ОТС I	t ₁						+
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО							+
		ИО	+	+					
		ОТС	t ₁						+
ДЗ	Z<	1 ступень	t ₁						+
			t ₂	+	+	+			
		2 ступень	t ₁						+
			t ₂	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО							+
		ИО	+	+					
		Отсечка	+	+					

Г1	Гидрогенератор СВ-566/145-32 30 МВт; 10.5 кВ; cosφ=0.9; I _Н = 1655 А
ТВ	Трансформатор ТС3-630/10/0,4; 630 кВА; U _{ВН} =10 кВ; U _{СН} =0.4 кВ;

ВКР-13.03.02-1405664 ГР5				
Саяно-Шушенский филиал СФУ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Дата
Разраб.	Эдемилер			
Проект.	Ковалева			
Т.жонир.				
Н.каптр.				
Проектирование Хорской ГЭС на реке Хор			Стадия	Лист
Рачет защит генератора			6	Листов
			Кафедра ГГЭЭС ГЭ14-03Б 2018 г.	

Диспетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Хорская ГЭС-ПС Хор-1	ВЛ 220 кВ Хорская ГЭС-ПС Хор-2
Конструкция фаз линии	АС 240/32	АС 240/32

Конденсатор связи
Фильтр присоединения
ВЧ заградитель 220кВ
ВЗ-400-0,5 УХЛ1
Волоконно-оптическая линия связи
Сборные шины 220 кВ
Разъединитель РПД-220/1250 220 кВ,
1250 А, 25кА
Выключатель
ВЗБ-220 кВ, 3150 А, 50 кА
Встроенный трансформатор тока:
10Р/10Р/0,5S
ОПН 220 кВ
Оптический трансформатор
напряжения 5ТРЕ/0,5S
Разъединитель 220 кВ, 1000А, 80 кА
ОПН 220 кВ
Трансформатор трехфазный
ТДН-63000/220-У1
Трансформатор тока встроенный:
Ввод ВН: 10Р/10Р/0,5S
Ввод НН: 10Р/10Р/0,5S
Звездный генераторный комплекс
КАГ-20 на основе: Выключатель
ВГГ-20, 20 кВ, 10 кА, 230 кА
Гидрогенератор
СВ-566/145-32
30 МВт, 10,5 кВ, 1655 А
Трансформатор собственных нужд
ТСЗС 630 10,5/0,4



					КП-13-03-02-1405664-ЭС		
					Саяно-Шушенский филиал СФУ		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Хорской ГЭС на реке Хор	
Разраб.	Зидемилер					Стандия	Лист
Провер.	Договайченко						7
Т.контр.						Главная схема электрических соединений	
Н.контр.						СШФ СФУ гр.ГЭ34-036 ГЭЭС, 2018	
Утв.							

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.Погоняйченко
подпись инициалы, фамилия
« » 2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХОРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ХОР.
МЕТОДЫ ПРОВЕРКИ И ИСПРАВЛЕНИЯ ЛИНИИ ВАЛА
ГИДРОАГРЕГАТА.**

Руководитель


подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС
должность

В.И.Тагарников
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

К.В.Эйдемиллер
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018